


3 1761 11648308 2





Digitized by the Internet Archive  
in 2023 with funding from  
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116483082>











CAI  
NP  
-A 56

Government  
Publications

# NORTHERN PIPELINE AGENCY ANNUAL REPORT 1978-1979

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL









Government  
Publications

CAI  
NP  
-A 56

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY ANNUAL REPORT**

**1978 - 1979**

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL





© Minister of Supply and Services Canada 1980

Cat. No. C88-1/1979

ISBN 0-662-50678-2

COVER—View of Kluane Ranges from Alaska Highway

December 31, 1979.

Dear Sir:

I have the honour to present the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending on March 31, 1979, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the Northern Pipeline Act.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Honourable Robert R. de Cotret, P.C.,  
Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency,  
Ottawa, Ontario.





---

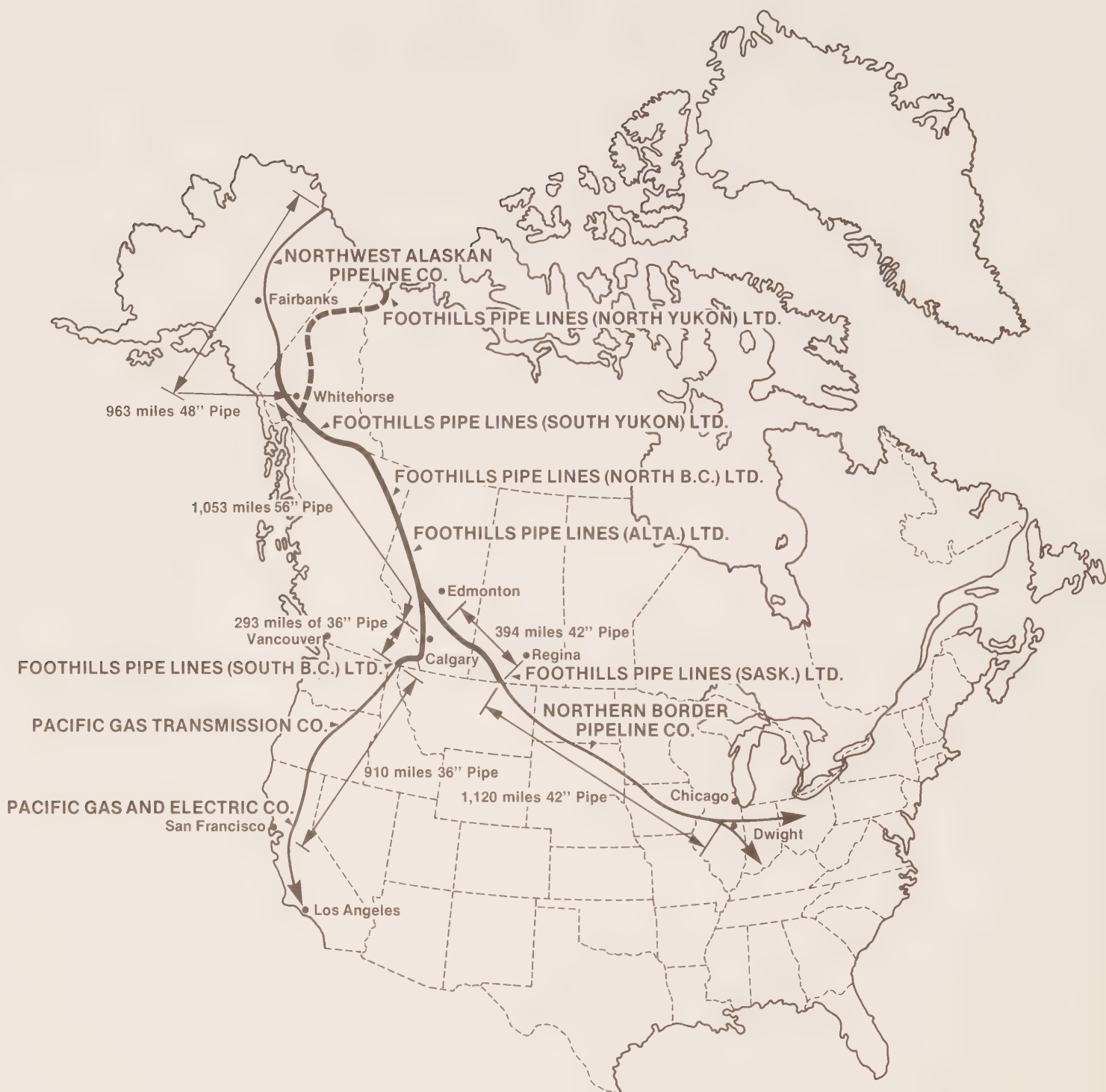
## Table of Contents

---

	Page
<b>The Founding of the Northern Pipeline Agency .....</b>	<b>1</b>
<b>Major Developments Relating to the Alaska Highway Gas Pipeline ...</b>	<b>3</b>
Legislative and Regulatory Delays Encountered in the United States .....	3
Pre-Building of the Southern Segments of the System.....	4
Revised Agreement on Pipe Size and Pressure .....	4
Agreements Between Foothills and the Canadian Government ...	4
Establishment of the Yukon Advisory Council.....	5
<b>Agency Activities .....</b>	<b>6</b>
Consultations with the Public, Particular Interest Groups and Other Levels of Government .....	6
Development of Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions to Apply to the Foothills Companies .....	6
Yukon Public Review .....	7
Other Public Consultations .....	8
Federal-Provincial Consultative Council .....	8
The Yukon Advisory Council.....	9
Native Relations.....	9
Procurement Plan .....	10
Line Pipe Contracts .....	10
Manpower Plan .....	11
Engineering Activities .....	11
Orders .....	11
Frost Heave and Thaw Settlement.....	12
Pipe Fracture Control .....	12
General Engineering Review .....	13
Plans, Profiles and Books of Reference .....	13
Project Control .....	13
Acquisition of Privately-Owned Land Rights for Pipeline Installation.....	14
Landowner Information Booklet.....	14
Easement Documentation .....	14
The Federal Regulatory Role.....	15
<b>Financial .....</b>	<b>16</b>
<b>Appendices</b>	
A Report of the Auditor General of Canada.....	17
B Project Description .....	20
C Northern Pipeline Agency — Senior Officers and Office Locations .....	21



# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



---

# The Founding of the Northern Pipeline Agency

---

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the Northern Pipeline Act on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway gas pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement between the two nations of September 20, 1977, which governs the joint undertaking of the 9,000-kilometer (5,500-mile) system. A brief description of this system can be found in Appendix B.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to facilitate the efficient and expeditious planning, construction and initial operation of the system in Canada by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. and five of its subsidiary companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the Northern Pipeline Act and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of

the Canadian and United States project companies, as well as others.

In October, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada ..." The Senate Committee subsequently held a number of hearings related to the project during the course of the year.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a 'single window' for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills group of companies which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, it is anticipated that many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system will be transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge and is based at the Agency's head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who is also



responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and as a Deputy

Administrator of the Agency, exercising the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. A listing of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency offices can be found in Appendix C.



Kluane Lake, Yukon

---

# Major Developments Relating to the Alaska Highway Gas Pipeline

---

---

## Legislative and Regulatory Delays Encountered in the United States

---

By Joint Resolution of the House of Representatives and the Senate, the United States Congress on November 2, 1977, approved the Decision and Report submitted to it in September, 1977, by the President recommending construction of the Alaska Highway gas pipeline in keeping within the terms of the Canada-U.S. Pipeline Agreement. The Decision was formally enacted into law with the signing of the Joint Resolution by President Carter on November 8, 1977.

Despite the expeditious approval by Congress of the joint Canadian-U.S. undertaking recommended by the President, a series of other legislative and regulatory hurdles were encountered in the United States during the balance of the year which seriously impeded progress on the project. While the bilateral agreement established a timetable which envisaged the flow of gas from Alaska to the lower 48 states commencing by January 1, 1983, the consortium of companies sponsoring the pipeline in the United States concluded that the commencement of operations could not begin before November, 1984, because of these delays.

The first major obstacle arose out of the extended debate in Congress over the National Energy Plan presented to it by the Administration on April 20, 1977. One of the most controversial measures involved a Bill to establish a new regime with respect to the pricing of natural gas both at the well-head and in sales to the ultimate consumer—the determination of which was an essential prerequisite to the development of planning for the Alaska Highway pipeline system. A prolonged deadlock between the two Houses was not overcome until October 15,

1978, when the energy legislation, including the Natural Gas Pricing Act of 1978, was approved by Congress. It was signed into law by President Carter on November 9, 1978.

Within a matter of months following the passage of this legislation, however, it became increasingly evident that considerably more time than originally anticipated would be required to resolve a number of outstanding regulatory issues, many of which involved the breaking of major new policy ground. These included decisions on the innovative rate of return formula to apply to equity invested in the project companies, which both the U.S. and Canadian governments agreed should be established to provide a substantial incentive for them to build the system as economically and efficiently as possible. A second major issue concerned the allocation of the significant costs involved in conditioning the gas at Prudhoe Bay as between producers and shippers. A third set of issues related to the design pressure and capacity of the system in Alaska and its proximity to the Trans-Alaska oil pipeline—which it will generally parallel to a point near Fairbanks, while a fourth involved the tariff system to govern the transportation of gas through U.S. segments of the system.

The Alaska Natural Gas Transportation Act of 1976, which was adopted by Congress to expedite the process under which the United States could gain early access to its reserves in Prudhoe Bay, provided for the creation of the Office of the Federal Inspector. The primary function envisaged for that office was to oversee the implementation of requirements imposed by various federal departments and agencies in an effort to avoid the costly delays encountered in the building of the Trans-Alaska oil pipeline because of the absence of such co-ordination. Although the limited reorganization plan required for the creation of the Office of the Federal Inspector had still not been submitted to Congress



for its approval by the end of March, 1979, President Carter stated his intention at mid-month to put the plan forward early in April, 1979.

---

## **Pre-Building of the Southern Segments of the System**

---

In its report of July, 1977, recommending approval of the Alaska Highway gas pipeline project, the National Energy Board raised the possibility of 'pre-building' the southern portion of the proposed system in Canada and the eastern and western legs to the lower 48 U.S. states initially to export to the United States any Alberta gas that might be found to be surplus to Canadian needs. In his *Decision and Report to Congress on the Alaska Natural Gas Transportation System* of September, 1977, President Carter also supported the pre-building concept in principle.

While the concept was a subject of extensive public discussion in Canada, the applications for authorization to export Alberta gas through the pre-built segment was deferred for a number of weeks following the publication by the National Energy Board of a report on domestic natural gas supply and requirements in February, 1979. Among other things, the report set out the Board's conclusions at that time in respect of the amount of gas surplus to Canadian needs that might be made available under various circumstances for export to the United States. In the United States, however, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) gave conditional approval in June, 1978, to the import through pre-built facilities by Northwest Alaskan Pipeline Company of 1.04 billion cubic feet of gas a day from Pan-Alberta Gas Limited, an affiliate of Alberta Gas Trunk Line Company Limited — one of the major sponsors of Foothills. Final approval was made subject to the receipt of many other related authorizations required in both countries.

---

## **Revised Agreement on Pipe Size and Pressure**

---

In its application to the National Energy Board, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. originally proposed that the section of the system from the Alaska-Yukon border to the point where it bifurcated near Caroline in Alberta should consist of pipe of 48 inches in diameter capable of operating at a pressure of 1260 pounds per square inch (psi). In the September, 1977, pipeline agreement between Canada and the United States, provision was made for establishment of a Technical Study Group to con-

sider the relative merits of two alternative designs from the point of view of safety, reliability and economic efficiency. These involved pipe of 48-inch diameter operating under pressure of 1680 psi and 54-inch pipe under pressure of 1120 psi for the 1,053 miles of the system between Whitehorse in the Yukon and Caroline in Alberta that would be built to transmit both Canadian and U.S. gas from the Arctic. At the same time, the agreement stipulated that the "decision relating to pipeline specifications remains the responsibility of the appropriate regulatory authorities."

Following meetings of the Technical Study Group, the National Energy Board indicated in a statement on its position which it issued on February 17, 1978, that it was not prepared to support the 48-inch diameter, high pressure pipe design favoured by U.S. authorities. The Board concluded that such a system would represent "a large step into new technology" that raised major questions of safety and reliability. Resolutions of those questions could result in delays of up to two years according to estimates of Foothills, the Board said, which was contrary to the interests of both countries.

The Board stated, however, that it was prepared to approve the second preference of the United States — a 56-inch diameter system operating at 1080 psi — which it concluded was more fuel-efficient than the 54-inch alternative referred to in the agreement between the two countries. The report noted that two Canadian mills could produce pipe of either of these specifications, while only one could manufacture the heavy-walled pipe required for the 48-inch high pressure system. Through an exchange of notes between the two governments on June 6, 1978, the bilateral agreement was amended to allow for adoption of the 56-inch system between Whitehorse and Caroline and to provide for necessary revisions to sections dealing with the filed capital costs of the pipeline in Canada.

---

## **Agreements between Foothills and the Canadian Government**

---

Although it was not included in the application for certification submitted by Foothills, the National Energy Board recommended that the federal government seek the concurrence of the company with respect to the possible construction of all facilities required to transport natural gas reserves in the Mackenzie Delta of the Northwest Territories to southern Canadian markets.

In keeping with that concept, Foothills entered into two agreements with the federal government on May 4, 1978. Under those agreements, the company undertook to submit an application to the National Energy Board for authority to construct the so-

called Dempster Lateral to link Delta reserves with the Alaska Highway trunkline at Whitehorse and to provide for any expansion in that system that might be required to transport up to 1.2 billion cubic feet of gas daily to southern markets. One of the agreements also provided for possible electrification at some time in the future of pipeline compressors located in South Yukon.

Under the terms of the agreements, Foothills committed itself to carry out the necessary design, economic, environmental and socio-economic

studies on the feasibility of the Dempster Lateral and to apply to the National Energy Board for a certificate to build the line by July 1, 1979. In the event that the Board issued a certificate and determined that the project could be financed satisfactorily, the Foothills group of companies undertook to proceed with its construction as expeditiously as possible. In the event of default, Foothills and its principal shareholders would be liable to make a payment to the federal government of \$50 million.



Destruction Bay, Yukon

---

## **Establishment of the Yukon Advisory Council**

---

Section 18 of the Northern Pipeline Act authorizes the Governor in Council — and in the case of the Yukon Territory requires it — to establish advisory councils of up to 10 members to assist the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency in carrying out the objects of the legislation. In keeping with the terms of the Act, Deputy Prime Minister Allan J. MacEachen, the Minister then responsible for the Agency, announced on February 28, 1979, that the Governor in Council had approved the creation of the Yukon Advisory Council. Mr. Donald Roberts, Principal of a Whitehorse elementary

school, was appointed Chairman of the Council, and Mr. Raymond Jackson of Haines Junction, the Chief of the Champagne/Aishihik Indian Band, was named Vice-Chairman. The names of all members of the Council at year end are listed on page 9.

In appointing only 8 of the 10 members provided for under the Act, the Minister said in his announcement that it was the government's intention to leave the two remaining positions vacant for the present time. "While native organizations covering the whole of the Yukon have to date declined invitations to nominate representatives to serve as members of the Advisory Council," he said, "I very much hope that they will reconsider their position because I believe it would be very much to the benefit of all the native people of the Yukon for their interests to be represented in this important forum."



---

# Agency Activities

---

The Northern Pipeline Agency has been actively engaged in many areas during its first year of operation in order to meet its responsibilities under the Northern Pipeline Act.

Two major areas of activity have been:

- the development of proposed socio-economic and environmental terms and conditions, which, together with the technical requirements, will govern the design, construction and initial operation of the pipeline;
- overseeing the preparation of procurement and manpower plans by the project companies, which under the Act are required to submit these plans to the Minister for approval.

During the year, the Agency's operational headquarters in Calgary began to engage qualified personnel to undertake these functions — the extent of the build-up being governed by the stretch-out in the construction timetable. Agency staff recruited during the period represented a blend of experienced personnel from both the private and public sectors. The regional offices in Whitehorse, Yukon Territory, and in Vancouver, British Columbia report to the operational headquarters in Calgary.

The Agency has established a sound working relationship at all levels with Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. and its subsidiary companies.

---

## Consultations with the Public, Particular Interest Groups and Other Levels of Government

---

Under the terms of the Northern Pipeline Act, the Northern Pipeline Agency is required to undertake widespread consultation with the public generally,

with particular groups, and with other levels of government so as to take the fullest possible account of their interests and concerns. The legislation in particular imposes a responsibility on the Agency to "facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the pipeline taking into account local and regional interests, the interests of residents, particularly the native people . . ." The Agency is required to maintain close consultation with provincial and territorial governments in an effort to co-ordinate their respective operations in relation to the project. As noted previously, the Act also calls for the establishment of an advisory council for the Yukon and allows for the establishment of similar councils in other areas to provide a source of continuing advice to the Minister responsible for the Agency on all matters relating to the pipeline. During the course of the year, the Agency engaged in a number of activities with respect to these obligations.

---

## 1. Development of Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions to Apply to the Foothills Companies

---

A major preoccupation of the Agency over the year was the development of proposed socio-economic and environmental terms and conditions to govern the planning, construction and initial operation of the system by the various Foothills companies. These terms and conditions were not developed in a vacuum. They reflect many of the concerns expressed by Canadians before the Berger, Hill and Lysyk inquiries and the National Energy Board, submissions by various interest groups and departments of the federal, provincial



The Hon. Mitchell Sharp, Commissioner (standing centre) meeting with residents of Upper Liard, Yukon. To his right (also standing) is Mr. Harold S. Millican, Administrator.

and territorial governments. They also reflect the undertakings given by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. before the National Energy Board during its hearings on the northern gas pipeline applications.

Pursuant to the *Northern Pipeline Act*, the Agency prepared and released in May, 1978, the first drafts of these proposed terms and conditions. These initial drafts, which made no distinction between the different segments, were submitted to other governments and agencies, associations, public interest groups, and Foothills, for their comments and criticisms. The extensive responses to these first drafts were taken into account in the preparation of revised proposals.

Subsequent drafts of the proposed terms and conditions were drawn up for each of the five Foothills subsidiaries authorized to undertake the project in Canada so as to reflect the very different circumstances prevailing along the pipeline route. Second drafts of socio-economic terms and conditions were issued for the Yukon and North B.C. in October and December of 1978, respectively. A revised draft of environmental terms and conditions to apply to the construction of the pipeline in the Yukon was released in March, 1979. Second drafts of terms and conditions for southern B.C., Alberta and Saskatchewan were still in the course of preparation by year's end.

All the terms and conditions must receive adequate public review before they are finalized by the

Agency and recommended for approval by the Governor in Council. Public hearings on the proposed socio-economic and environmental terms and conditions for construction in the Yukon were held starting in March, 1979, and similar hearings are planned for North B.C. It was not intended to conduct hearings on the southern segment documents, although the terms and conditions will be given wide dissemination and submissions from the public to the Agency will be considered carefully.

---

## 2. Yukon Public Review

---

The effects of the Alaska Highway gas pipeline on the Yukon are potentially wide-ranging and varied. To ensure that the people in the Yukon who will be most directly affected had an opportunity to influence the development of the final socio-economic and environmental terms and conditions which will apply to the construction of the pipeline through that part of Canada, the Agency conducted public hearings in the Yukon beginning in March, 1979.

Co-chaired by the Northern Pipeline Agency and the Federal Environmental Assessment Review Office, the Yukon Public Hearings Panel travelled to communities along the pipeline route to hear



Yukoners' comments on the Agency's proposed socio-economic and environmental terms and conditions, the Environmental Impact Statement prepared by Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd., and other pipeline-related matters. At their requests,

hearings were also held in two communities off the pipeline route. This public input will be reviewed by the Agency in developing the final sets of terms and conditions which will be recommended for approval by the Governor in Council.



The Yukon Public Hearings Panel assembled in Whitehorse. Fifth from the right is Fernand Hurtubise and to his left is Ken McKinnon—Co-Chairmen.

---

### 3. Other Public Consultations

---

In addition to the formal consultations on proposed terms and conditions initiated in the Yukon, Agency officials travelled the length of the pipeline route as part of a community liaison and information program aimed at developing good working relationships with those who will be affected by the project. These activities included contact with local government representatives and officials, native organizations, civic groups, business associations, hunters, fishermen and trappers, fish and game associations, environmental and conservationist groups, women's organizations, labour unions, and all others who indicated an interest in the undertaking.

The Agency also participated in several industrial briefings across the country. Sponsored by Foothills, these briefings were held in Vancouver, Edmonton, Calgary, Winnipeg, Toronto and Montreal in order to familiarize Canadian businessmen with the project and the business opportunities it presented. In addition, senior officials undertook

numerous speaking engagements in both Canada and the United States in an effort to keep the public informed about the role of the Agency and on-going developments related to the project.

---

### 4. Federal-Provincial Consultative Council

---

In keeping with provisions of the Act, a Federal-Provincial Consultative Council composed of senior officials of the governments of British Columbia, Alberta, Saskatchewan, the Yukon, and the Northern Pipeline Agency was established early in the year. Quarterly meetings, which are required under the legislation, were held in Calgary, Whitehorse and Vancouver for the purpose of coordinating the pipeline-related activities of the various government bodies. In addition to formal consultations through the mechanism of the Council, extensive bilateral discussions were held between the Agency and the individual provincial and territorial governments.



Audience assembled for public hearings in Whitehorse, Yukon.

---

## 5. The Yukon Advisory Council

---

On February 28, 1979, the Hon. Allan J. MacEachen, Minister then responsible for the Agency, announced that the Governor in Council had approved the establishment of the Yukon Advisory Council to provide advice on all matters relating to the planning and building of the pipeline. As already noted, Mr. D. Roberts, Principal of Selkirk Street Elementary School in Whitehorse, was appointed Chairman, and Mr. R. Jackson, Chief of the Champagne/Aishihik Indian Band was appointed Vice-Chairman. The other members appointed to the Council were:

Mrs. D. Stokes of Whitehorse, who operates a local business with her husband and is active in women's organizations;

Mr. C. D. Taylor of Whitehorse, a retired businessman and a former Territorial Councillor;

Mr. R. Stubenberg of Watson Lake, a local businessman, a member of the Local Improvement District Board and an active participant in civic and community affairs;

Mrs. J. Linzey of Whitehorse, who is active in the women's movement and community affairs;

Mr. W. Palmer of Whitehorse, area representative of Teamster Local 213, a member of

the Executive Board of the Territorial Manpower Needs Committee, and Chairman of the Yukon Labour Federation;

Mr. C. Geddes of Teslin, a businessman and contractor, and member of the Yukon Water Board.

---

## Native Relations

---

Under the Northern Pipeline Act, the Agency has a responsibility to take special account of the interests of native people. Recognizing the responsibilities of the Government of Canada and other governments as appropriate, the Agency also has an obligation to ensure that any native claim related to the land on which the pipeline is to be situated is dealt with in a just and equitable manner. The Agency itself, however, has no authority to deal with native claims.

On-going dialogue has been established with many Indian Bands in British Columbia and Alberta. In Alberta, an information and counselling program on pipeline employment and contracting opportunities was initiated in February, 1979. Eight Bands located close to the pipeline right-of-way are participating.

Following earlier discussions, an invitation to participate in the Yukon public hearings process





The members of the Yukon Advisory Council. From left to right: Cliff Geddes, Wayne Palmer, Joanne Linzey, Donald Roberts (Chairman), Raymond Jackson (Vice-Chairman), Charles Taylor and Dale Stokes. Missing from the photo is Robert Stubenberg.

held in March, 1979, was extended by the Agency to the Council of Yukon Indians. The CYI, however, chose at that time not to participate in any pipeline-related activities until Indian claims had been settled.

One Yukon Indian Band, Champagne/Aishihik, did participate in the Yukon hearings. As noted earlier, the Chief of the Band, Mr. Raymond Jackson, is Vice-Chairman of the Yukon Advisory Council. A request from the Champagne/Aishihik Band, supported by the Agency, for funds to undertake research aimed at identifying the interests of Band members with respect to the pipeline project, was approved by the federal government early in 1979.

---

## Procurement Plan

The Northern Pipeline Act requires Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to submit for the approval of the Minister a comprehensive procurement plan designed to maximize Canadian input into the project and the realization of the greatest possible industrial benefits for this country, while also ensuring that the procurement of goods and services is undertaken on generally competitive terms. The Act also makes provision for the designation of selected items by the Minister, and for all such items Foothills will

require prior approval by the Designated Officer before proceeding with the various stages leading to procurement.

Foothills submitted a draft Procurement Program at the end of 1978. Before submission to the Minister, however, further consultations were planned with the U.S. Administration. It is expected that these consultations will be expedited once the Office of the U.S. Federal Inspector is fully operational, leading to agreement on reciprocal arrangements governing procurement for the project in both countries.

Foothills and the Agency have tentatively agreed on a list of items of procurement that might be designated by the Minister, as provided for under the Act. These items include line pipe, turbomachinery, large valves, and large fittings.

---

## Line Pipe Contracts

In the fall of 1978, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. invited tenders for 1.5 million tons of line pipe required on the Canadian portion of the Alaska Highway gas pipeline project and the associated Dempster Lateral. Tenders were invited from three Canadian and four U.S. suppliers, with certain offshore suppliers in Europe and Japan being permitted to bid on a contingency basis.

Bids received by the October 2, 1978, deadline were evaluated by Foothills on the basis of three major criteria — competitiveness, technical acceptability, and potential economic and industrial benefits to Canada. Based on this evaluation, Foothills concluded that the tenders submitted by the Steel Company of Canada (STELCO) and the Interprovincial Steel Company (IPSCO) were clearly superior on all three counts. Both Canadian steelmakers' bids were substantially lower in price than the U.S. competition, as well as being price competitive with all contingent suppliers.

As approved by the Minister, Foothills began detailed pipe negotiations in January, 1979, with STELCO and IPSCO for the purpose of working out final contracts with the two companies. The value of the pipe contracts to the two Canadian suppliers is expected to exceed \$1 billion and to generate about 8,000 man-years of direct employment in the steel industry and an estimated 16,000 man-years in ancillary service and supply industries.

---

## Manpower Plan

---

Under Schedule III of the Act, Foothills is required to:

"submit to the Minister, on or before a date to be fixed by him, a detailed manpower plan designed to ensure the maximum possible use of Canadian labour in the planning, construction and operation of the pipeline."

In consultation with the Canada Employment and Immigration Commission (CEIC), the Agency developed a set of guidelines to be used by the company in preparing the manpower plan. On November 29, 1978, the Minister formally issued the guidelines to the company and set the following dates for receipt of manpower plans:

- |                   |   |
|-------------------|---|
| February 15, 1979 | — Construction of pre-build (southern) portion; |
| May 1, 1979       | — Construction of northern portion;             |
| (date to be set)  | — Operation and maintenance of line.            |

In compliance with this order, the company submitted a draft manpower plan for the construction of the pre-build portion in four volumes. This document was reviewed by officials of the CEIC and the Agency, who requested that a number of revisions be undertaken. Foothills is currently redrafting the plan for submission by late 1979.

The Agency subsequently agreed that the May 1, 1979, date set for receipt of the plan for the northern portion of the system was no longer appropriate in view of the anticipated delay of the start-up of construction. As a result, the company was relieved of this deadline. Agency and company officials were

continuing consultations on the most appropriate timing for submission of the remainder of the plan.

---

## Engineering Activities

---

The Agency is responsible in broad terms for approving the engineering design of the pipeline by Foothills and ensuring that the materials used and the methods and procedures for constructing the pipeline meet the necessary requirements.

---

## Orders

---

On January 31, 1979, the Designated Officer, with the concurrence of the Minister responsible for the Agency, issued the first five formal orders to Foothills. These orders directed that, prior to the construction of any portion of the pipeline, each of the segment companies submit the following for his approval:

- (a) detailed engineering designs, including such specific tests, operations and maintenance procedures as are relevant;
- (b) proposed pipeline project scheduling and cost-control procedures; and
- (c) proposed construction and inspection specifications and procedures.

In making such submissions, the Foothills companies are required to comply with applicable regulations of the National Energy Board.

These orders deal with highly technical engineering provisions relating to the entire Alaska Highway gas pipeline system in Canada with which the Foothills group of companies will be required to comply. Should particular problems with respect to specific sites along the pipeline route become evident as a result of public review of the environmental and socio-economic conditions, further technical orders will be issued as required to meet them.

The orders of the Designated Officer and the legislation require Foothills to undertake comprehensive experimental work and testing prior to the construction of any portion of the pipeline. The Agency has held extensive discussions with Foothills in connection with two such major projects being undertaken by Foothills with respect to frost heave and thaw settlement and pipe durability. The result of these tests will be studied to determine the most feasible means of controlling problems involving frost and thawing and ductile fractures—that is, fractures along the length of pipe. These mitigative measures will subsequently be incorporated in the final design of the system that Foothills will be required to adopt.



---

## 1. Frost Heave and Thaw Settlement

---

Gas pipeline operation in continuous and discontinuous permafrost terrain presents some unique problems with which there has been no previous experience in North America and only limited experience elsewhere.

Foothills proposes to chill the gas below 0°C (32°F) so as to maintain the permafrost in its frozen state north of the first compressor station in the Yukon. In regions of the discontinuous permafrost, a frost "bulb" could be formed around the pipe in soils which are normally unfrozen unless proper measures are taken to prevent or minimize such a development. Certain frost susceptible soils will heave as a result of formation of the frost bulb, a phenomenon that is known as frost heave.

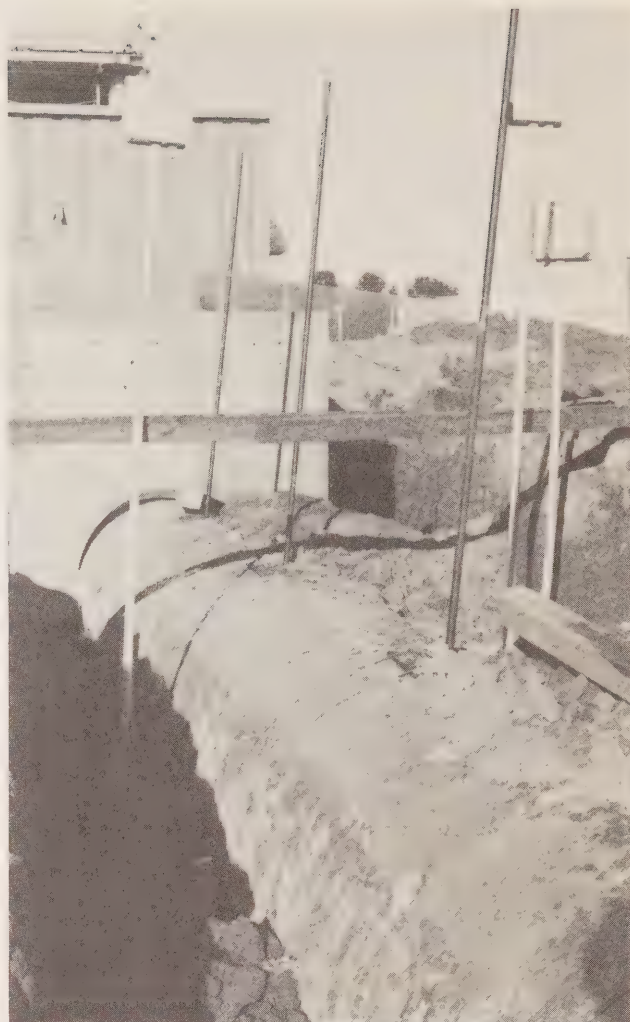
The frost heave engineering studies required for final design decisions have been extensive. Field studies to delineate the extent of the problem, to develop mathematical models to predict the amount of heave that will occur under certain conditions, and to develop mitigative design measures to preserve the integrity of the pipeline and the environment, have been the object of these studies.

The Calgary frost test site previously owned by the Canadian Arctic Gas Study Limited has been obtained and expanded by Foothills. In addition, construction of a new facility in Fairbanks by the Alaska project sponsors was completed early in 1979 to permit further testing of designs to mitigate frost heave of pipelines.

South of the first compressor station in the Yukon, the temperature of the gas will be warmed above 0°C and the pipeline will operate in the conventional way. Areas of discontinuous permafrost, the percentage of which decreases the farther the line extends southward, occur between the last point of cold flow at the first compressor station and into Northern British Columbia.

Thawing of these frozen areas caused by the warm pipeline could lead to differential settlement of the pipeline. Special design considerations are necessary, therefore, to control thaw settlement, provide proper drainage, minimize ground erosion and thereby ensure the stability of the pipeline. Analytical and laboratory work and preliminary field studies to identify the extent of the permafrost areas have been initiated by Foothills.

The Agency staff has been working closely with the company and other government agencies in reviewing the frost heave and thaw settlement research programs and developing additional tests and studies which will contribute to proper final design, monitoring and preventative maintenance procedures.



CALGARY FROST HEAVE TEST SITE—Illustrating insulated pipe in ditch, attached level indicator rods and thermistors for measuring ground and pipe temperatures—September 22, 1978.

---

## 2. Pipe Fracture Control

---

Pipe burst tests are necessary to demonstrate that the pipe used has the strength and quality required for operation and that fractures, if initiated, can be controlled and arrested. To do so, the actual pipe samples need to be tested experimentally under conditions closely simulating actual operations.

For the Alaska Highway gas pipeline, these operating conditions are unique. It consists of pipe varying in diameter from 914 mm to 1,422 mm (36 inches to 56 inches), part of it laid in areas of permafrost and part in discontinuous permafrost, and transmitting gas at different temperatures and under different pressures. The burst test program proposed will determine the special properties of pipe required to arrest a fracture should one occur under these conditions. It will also test the adequacy

of special measures that may be adopted for fracture arrest.

A new burst test facility scheduled to be built at Rainbow Lake, Alberta, is designed to be a Canadian research establishment capable of investigating various modes of pipe fracture and associated phenomena. The completion date for this facility is scheduled for November, 1979, and the first test to be conducted will use the line pipe proposed for the project. The objectives and plans for this facility are under continuing review by the Agency.

Prior to the completion of the Northern Alberta Test Site, arrangements were made for the British Gas Corporation to conduct two full-scale burst tests to determine the adequacy of concrete weights and heavy wall pipe as mechanisms for fracture arrest. The first test was conducted on November 14, 1978, at the British Gas Corporation's Spadeadam Site near Newcastle. The Agency was represented, along with officials of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., the National Energy Board, and the U.S. Department of Transportation. The final report on this test remains to be received by the Agency. The second burst test, also to be conducted by the British Gas Corporation, is scheduled for August, 1979.

---

## General Engineering Review

---

Other general engineering design activities undertaken by the Agency over the past year included the following reviews:

- a) bidding document prepared by Foothills, entitled "Specifications for Line Pipe, Gas Turbine Compressor Packages, and Large Diameter Valves and Fittings";
- b) the analytical basis used in developing computer programs by The Alberta Gas Trunk Line Company Limited and by Westcoast Transmission Company Limited for conducting gas flow studies for their segments of the project;
- c) a study prepared by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. entitled "Preliminary Engineering Project Network Analysis" dealing with project risk management;
- d) numerous geotechnical and geophysical surveys and laboratory and drilling reports received from Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.;
- e) a preliminary report on compression system design entitled "Unified Hydraulic System Design", which led to a request for additional information on optimization and reliability studies for the system;
- f) a report on Selected Stream Crossings in the Yukon prepared for Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.;

- g) technical sections of Environmental Impact Statement prepared by Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.;
- h) contents of preliminary pipeline alignment sheets and certain typical pipeline drawings.

In addition, the Agency also established guidelines for the design of river crossings.

---

## Plans, Profiles and Books of Reference

---

Under the terms of the Northern Pipeline Act, the Company is required to submit plans, profiles and books of reference, which must be approved by the Designated Officer under the powers, duties, and functions delegated to him by the National Energy Board before construction of any part of the pipeline can be commenced.

In an effort to ensure that appropriate and timely action can be taken, close liaison was maintained between the Company's and the Agency's staff to define the details and information to be shown on the required plans, profiles and books of reference. To date, no approvals have been granted.

---

## Project Control

---

The first series of orders issued to Foothills by the Designated Officer required the company to develop procedures for scheduling and cost control, including such items as work breakdown structure and cost estimating, all of which are essential for properly managing an undertaking of such enormous dimensions as the Alaska Highway gas pipeline. The establishment of effective control procedures are particularly important from Canada's point of view. In light of the provision in the bilateral agreement, the share of the cost of transporting Canadian gas through the Dempster Lateral between Whitehorse and Dawson is to be borne by the United States and is determined by the total cost of the main pipeline system in Canada.

The Agency will have its own staff group to monitor the company's activities in these areas so that it is in a position to determine whether the project is proceeding as planned.

Loss of tight control over either the expenditure or scheduling aspects of the project could result in significant cost overruns—as was the case in the construction of the Alyeska oil pipeline in Alaska. The Agency, therefore, has a considerable responsibility to monitor Foothills' activities in relation to cost control and scheduling to ensure to the greatest extent possible that the pipeline is built on time and within budget in the interest of all Canadians.



---

## Acquisition of Privately-Owned Land Rights for Pipeline Installation

---

During the course of the year, the Agency worked closely with Foothills on matters relating to the acquisition from private owners of land and right-of-way easements required for the construction of the pipeline. These discussions focussed primarily on the development of a Landowner Information Booklet and the form of the actual document granting an easement for the pipeline right-of-way across privately-held lands.

---

### Landowner Information Booklet

---

The Landowner Information Booklet is designed to acquaint property owners with the project, its sponsors, and the Northern Pipeline Agency. Maps in the booklet describe the overall pipeline route and identify the proposed location of the pipeline on each property. The land acquisition procedure to be followed, as well as the rights of the property owner in this process, are also clearly described.

The booklet was prepared by the Company and determined to be suitable in format by the Designated Officer on October 31, 1978. At the end of the year, no right-of-way negotiations for private lands had begun, and no Landowner Information Booklets had been distributed.

---

### Easement Documentation

---

Although the Agency has no statutory power to direct the companies as to the standard format of the grants of right-of-way documents to be used for the acquisition of rights for pipeline purposes across privately-held lands, the companies co-operated in accepting many of the suggestions made by the Agency to ensure that an equitable document was employed. The easement document provides for the choice of lump sum payments or annual rentals for lands required for surface installations, further payments based on then current land values if an additional pipeline is to be installed within the right-of-way in the future, and simplified arbitration procedures in cases of dispute. Many of these provisions break new ground and go a considerable way to meet concerns expressed by private landowners in the past with respect to property acquired for pipeline purposes.



Cabin near Burwash, Yukon

It should be noted that if Foothills is unable to reach an agreement with a landowner, it has the power, under the *National Energy Board Act*, to expropriate private lands for the purpose of this pipeline. Neither the Northern Pipeline Agency nor the National Energy Board has any direct control over the amount of compensation paid to an expropriated landowner, a matter that is ultimately subject to adjudication by the courts.

As indicated previously, no acquisition of private lands for the pipeline was undertaken during the year.

---

## **The Federal Regulatory Role**

---

The Northern Pipeline Agency, as previously noted, was established to provide a 'single window' through which to conduct virtually all dealings at the federal level with the Foothills group of companies—

the principal exception being responsibilities specifically reserved to the National Energy Board.

*The Northern Pipeline Act* authorizes the Governor in Council to transfer to the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency the authority provided under Acts administered by other federal departments and agencies which apply to the project as a means of implementing this single window approach.

Discussions continued throughout the year on the possible transfer of such powers. In cases where the transfer of jurisdiction was considered to be neither necessary nor practical, the Agency began the development of arrangements for close co-operation between itself and the other federal bodies involved. These included Transport Canada with respect to its responsibilities for navigable waters and the Canadian Transport Commission with respect to its responsibilities for railway operations. Co-operative arrangements were also being worked out with the International Boundary Commission and the International Joint Commission on border and river crossings.



---

# Financial

---

Section 12 of the Northern Pipeline Act provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament, together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the period April 13, 1978, to March 31, 1979, is reproduced as Appendix "A" to this report.

Supplementary Estimates A, 1978-79, provided \$4.2 million for the operation of the Agency in its first year. Actual expenditure was \$3.1 million, approximately \$1 million less than the amount

approved by Parliament. The number of man-years authorized for 1978-79 amounted to 50, of which only 38 were used. Both the spending and the manpower of the Agency were significantly below approved levels because of the delay in construction of the pipeline.

Section 29 of the Act provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under sub-section 46.1 (2) of the National Energy Board Act. These regulations were approved by the Governor in Council April 24, 1978. During the year ended March 31, 1979, recoveries totalling \$1.7 million were made and credited to the Consolidated Revenue Fund. The balance of \$1.4 million was due to be recovered in the Fiscal Year 1979/80.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

The Honourable Walter David Baker, P.C., Q.C., M.P.,  
Minister Responsible for Northern Pipeline Agency,  
Ottawa, Ontario.

I have examined the statement of expenditure and recovery of costs of the Northern Pipeline Agency for the period April 13, 1978 to March 31, 1979. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this financial statement presents fairly the results of the operations of the Agency for the period April 13, 1978 to March 31, 1979 in accordance with the accounting policies set out in Note 2.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "Michael J. ...".

Senior Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario  
August 2, 1979



**NORTHERN PIPELINE AGENCY**  
(Established by the Northern Pipeline Act)

**Statement of Expenditure and Recovery of Costs for the period  
April 13, 1978 to March 31, 1979**

Expenditure	
Salaries and employee benefits	\$1,285,129
Travel and communications	451,199
Rentals	420,874
Professional and special services	412,905
Furniture and equipment	272,406
Leasehold improvements	177,776
Materials and supplies	90,866
Advertising	21,505
Other	3,022
	<u>\$3,135,682</u>
Expenditure provided by:	
Privy Council Vote 30a	\$2,951,682
Statutory—Contributions to employee benefit plans	184,000
	<u>\$3,135,682</u>
Recovery of costs of the Agency from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. credited to the Consolidated Revenue Fund	
Expenditure April 13, 1978 to March 31, 1979	\$3,135,682
Less: Portion of 1978-79 expenditure to be recovered in following year	1,454,009
	<u>\$1,681,673</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statement.

Approved:

  
\_\_\_\_\_  
Commissioner

  
\_\_\_\_\_  
Chief Financial Officer

## **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

### **Notes to Financial Statement March 31, 1979**

#### **1. Objective**

The Agency was established on April 13, 1978 to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Northern Pipeline Act, 1977-78, c. 20.

#### **2. Significant accounting policies**

##### **(a) Expenditure**

Expenditure is recorded on a cash basis modified to include payments in April relating to work performed, goods received or services rendered prior to March 31, which basis is consistent with that used by departments of the Government of Canada.

##### **(b) Cost-recovery**

The amounts required to finance the transactions of the Agency are provided through parliamentary appropriations. However, costs are fully recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. and are credited to the Consolidated Revenue Fund. As the Consolidated Revenue Fund is maintained on a cash basis, the financial statements do not record the full recovery of costs for the fiscal period to March 31, 1979. The balance of 1978-79 expenditure will be recoverable in 1979-80 and recorded in the financial statements for that period.

##### **(c) Services provided by other government departments**

As the costs of the Agency are to be recovered, arrangements are being made with other government departments to charge the Agency for any services rendered. These arrangements should be completed in 1979-80.

#### **3. Employees' contingency payment**

In order to compensate senior employees who agree to remain with the Agency to the completion of its responsibilities or as long as they may be required, the Treasury Board has approved payment to these employees on termination of an amount equivalent to 13% of total salary paid. These amounts, estimated at March 31, 1979 to total \$69,000 will be charged in the year in which payment is made.



## Project Description

The Alaska Highway gas pipeline project is a large diameter pipeline system that will initially transport Alaskan natural gas across a Canadian land bridge to the lower 48 states.

The second phase of the project consists of the Dempster Lateral connection, which will provide access to Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, if and when the lateral is approved.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is owned equally by The Alberta Gas Trunk Line Company Limited of Calgary, Alberta and Westcoast Transmission Company Limited, Vancouver, B.C.

The mainline system in Canada will be built in five segments by five subsidiaries:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., may build the Dempster Lateral, if and when it is approved.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium of U.S. transmission companies will construct the eastern leg of the system. Two California companies, Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation Pacific Gas and Electric Company, will construct the western leg.

The mainline project will comprise almost 7,720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1,422, 1,219, 1,067 and 914 mm. A total of approximately 3,270 km will be in Canada, 1,180 km in Alaska and 3,270 km in the United States south of the 49th parallel.<sup>1</sup>

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters:<sup>2</sup>

Yukon	375 km of 1,219 mm
	443 km of 1,422 mm
B.C. (North)	715 km of 1,422 mm
Alberta	634 km of 1,422 mm
	377 km of 1,066 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1,067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1,180 km of 1,219 mm pipe. In the lower 48 states, the eastern leg will consist of almost 1,800 km of 1,067 mm pipe and the western leg will involve about 1,470 km of looped 914 mm line.<sup>3</sup>

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta/Beaufort Sea gas.

The capital cost for the entire system, excluding that for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta, was originally estimated to be \$10.7 billion (Cdn). This reflected a cost of \$4.3 billion for the Canadian segments and \$6.4 billion for the American segments. In February, 1979, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., in light of the delay in the project schedule, revised the cost estimates for the Canadian portion to \$5.8 billion (Cdn). To date, no revised cost estimates have been submitted for the American section of the line.

As indicated earlier, the Canada/U.S. Agreement established January 1, 1983, as the target date for completion of the project. As a result of unforeseen regulatory delays in the United States, the current target for completion is November, 1984.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

<sup>1</sup> The total project will comprise almost 4,790 miles of 56, 48, 42 and 36-inch pipeline. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel.

<sup>2</sup> Yukon                   233 mi of 48"  
                              275 mi of 56"  
B.C. (North)       444 mi of 56"  
Alberta             334 mi of 56"  
                              234 mi of 42"  
                              187 mi of 36"

Saskatchewan   160 mi of 42"  
B.C. (South)     106 mi of 36"

<sup>3</sup> The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the eastern leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the western leg will involve about 910 miles of looped 36-inch line.

## Northern Pipeline Agency

---

### Senior Officers and Office Locations

#### **Ottawa — Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner

8th Floor, Victoria Building  
140 Wellington Street  
Box 1605, Station B  
Ottawa, Ontario  
K1P 5A0

#### **Calgary — Administrative Headquarters**

Mr. Harold S. Millican, Administrator  
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator  
and Designated Officer  
Mr. A Barry Yates, Deputy Administrator

4th Floor, Shell Centre  
400-4th Avenue, S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 0J4

#### **Vancouver**

Mr. Elden Schorn, B.C. Administrator

Room 1175, IBM Tower  
P.O. Box 10139, Pacific Centre  
Vancouver, British Columbia  
V7Y 1C6

#### **Whitehorse**

Mr. Ken McKinnon, Yukon Administrator

Suite 200  
4114 Fourth Avenue  
Whitehorse, Yukon  
Y1A 4N7









## Administration du pipe-line du Nord

### Cadres supérieurs et adresses des bureaux

#### Ottawa — Siège social

L'hon. Mitchell Sharp, C.P., Directeur général  
8<sup>e</sup> étage, Edifice Victoria  
140, rue Wellington  
C.P. 1605, Succursale postale B  
Ottawa (Ontario)  
K1P 5A0

#### Calgary — Bureau administratif

M. Harold S. Milligan, Directeur  
M. William A. Scotland, Directeur adjoint et Fonctionnaire désigné  
M. A. Barry Yates, Directeur adjoint  
4<sup>e</sup> étage, Shell Centre  
400, 4<sup>e</sup> avenue S.-O.  
Calgary (Alberta)  
T2P 0J4

#### Vancouver

M. Elden Schorn, Directeur pour la Colombie-Britannique  
Pièce 1175, IBM Tower  
C.P. 10139, Pacific Centre  
Vancouver (Colombie-Britannique)  
V7Y 1C6

#### Whitehorse

M. Ken McKinnon, Directeur pour le Yukon  
Suite 200  
4114, 4<sup>e</sup> avenue  
Whitehorse (Yukon)  
Y1A 4N7

Description du projet

Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska sera une canalisation à grand diamètre qui, d'abord par voie de terre, acheminera le gaz naturel de l'Alaska, à travers le Canada jusqu'aux 48 États du Sud. La deuxième étape du projet comprend le raccordement de Dempster qui permettra d'accéder aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort . . . s'il est accepté. La compagnie *FootHills Pipe Lines (Yukon) Ltd.*, de Calgary (Alberta) est le parrain de la portion à la *Alberta Gas Trunk Line Company Limited*, de Calgary (Alberta) et à la *Westcoast Transmission Company Limited*, de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons, construits par cinq filiales: FootHills Pipe Lines (South Yukon) Ltd. FootHills Pipe Lines (North B.C.) Ltd. FootHills Pipe Lines (Alta.) Ltd. FootHills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. FootHills Pipe Lines (Sask.) Ltd. Une sixième filiale, la *FootHills Pipe Lines (North Yukon) Ltd.*, pourrait construire le raccordement de Dempster, si celui-ci est accepté.

Aux États-Unis, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la *Northwest Alaskan Pipeline Company*, au nom de la *Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company*. Au sud du 49° parallèle, le tronçon est du réseau sera construit par la *Northern Border Pipeline Company*, un consortium de sociétés expéditrices américaines. Le tronçon ouest sera construit par deux compagnies de la Californie, la *Pacific Gas Transmission Company* et sa société mère, la *Pacific Gas and Electric Company*.

Le réseau principal du projet aura près de 7 720 km dans les deux pays, le tuyaü ayant un diamètre variable: 1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm. Au Canada, le réseau aura un total d'environ 3 270 km, en Alaska, 1 180 km et au sud du 49° parallèle 3 270 km<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Le gazoduc aura une longueur totale de près de 4 790 mi, le tuyaü ayant un diamètre variable: 56, 48, 42 et 36 po. Au Canada, il aura environ 2 030 mi, en Alaska, 730 mi et au sud du 49° parallèle, 2 030 mi.

<sup>2</sup> Yukon

Colombie-Britannique (nord)

Alberta

233 mi de 48 po  
275 mi de 56 po  
444 mi de 56 po  
334 mi de 56 po  
234 mi de 42 po  
187 mi de 36 po

Saskatchewan

160 mi de 42 po  
106 mi de 36 po

Colombie-Britannique (sud)

En Alaska, le pipe-line aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du Sud les mêmes mesures pour le tronçon est seront de près de 1 120 mi et de 42 po, pour le tronçon ouest, qui est bouclé, elles seront d'environ 910 mi et de 36 po.

<sup>3</sup>

Vous trouverez à la page vi une carte décrivant le tracé projeté du pipe-line.

Comme nous l'avons indiqué, l'accord canado-américain fixait au 1<sup>er</sup> janvier 1983 la date d'achèvement du projet. À la suite de retards imprévus dus à la réglementation aux États-Unis, la date d'achèvement a été reportée à 1984 ou 1985.

Au début, les immobilisations de tout le réseau, exception faite du raccordement de Dempster rejoignant le delta du Mackenzie, avaient été estimées à \$10,7 milliards (can.) dont \$4,3 milliards seraient dépensés au Canada et \$6,4 milliards aux États-Unis. En février 1979, la *FootHills Pipe Lines (Yukon) Ltd.*, à la suite des retards dans le calendrier des travaux, a haussé à \$5,8 milliards (can.) les prévisions de coûts de la portion canadienne. À ce jour, on n'a pas révisé les prévisions de coûts de la partie américaine du réseau.

Le réseau est conçu pour acheminer un débit maximal de 68 millions de mètres cubes par jour (2,4 milliards de pieds cubes par jour) de gaz de l'Alaska et, si elle est approuvée, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes par jour (1,2 milliard de pieds cubes par jour) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

En Alaska, le pipe-line aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du Sud, les mêmes mesures pour le tronçon est seront de près de 1 800 km et de 1 067 mm, pour le tronçon ouest, qui est bouclé, elles seront d'environ 1 470 km et de 914 mm<sup>3</sup>.

Voici les divers tronçons et les diamètres correspondants du réseau principal au Canada:

Yukon	375 km de 1 219 mm
Colombie-Britannique	443 km de 1 422 mm
(nord)	715 km de 1 422 mm
Alberta	634 km de 1 422 mm
	377 km de 1 066 mm
Saskatchewan	301 km de 914 mm
Colombie-Britannique	258 km de 1 067 mm
(sud)	171 km de 914 mm



## ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes aux états financiers du 31 mars 1979

### 1. Objectif

L'Administration a été constituée le 13 avril 1978 afin de faciliter la planification et la construction efficaces et expéditives du pipe-line de la route de l'Alaska tout en sauvegardant les intérêts du Canada, comme le définit la Loi sur le pipe-line du Nord, S.C. 1977-1978, chap. 20.

### 2. Politiques comptables importantes

#### (a) Dépenses

Les dépenses sont inscrites selon la méthode de comptabilité de caisse, modifiée de façon à inclure les paiements qui sont effectués en avril pour des travaux exécutés, des biens reçus ou des services rendus avant le 31 mars, méthode qui est conforme à celle qu'utilisent les ministères fédéraux.

#### (b) Recouvrement des frais

Les montants nécessaires au financement des transactions de l'Administration proviennent d'affections de crédits du Parlement. Toutefois, les frais sont entièrement recouvrables de la Foothills Pipelines (Yukon) Ltd. et les montants recouvrés sont portés au crédit du Fonds du revenu consolidé. Comme ce Fonds est administré selon la méthode de comptabilité de caisse, les états financiers ne tiennent pas compte de tous les montants recouvrés au cours de l'exercice se terminant le 31 mars 1979. Le solde des dépenses pour l'exercice 1978-1979 sera recouvré au cours de l'exercice 1979-1980 et inscrit dans les états financiers de cette période.

#### (c) Services rendus par d'autres ministères

Comme les frais de l'Administration sont recouvrables, des dispositions sont prises avec d'autres ministères afin qu'ils facturent l'Administration pour tous les services rendus. Ces mesures devraient être terminées au cours de l'année 1979-1980.

### 3. Indemnités spéciales aux employés

Afin de rémunérer les cadres supérieurs qui acceptent de continuer avec l'Administration jusqu'à la fin de son mandat ou aussi longtemps que nécessaire, le Conseil du Trésor a accepté de verser à ces employés une indemnité de cessation d'emploi équivalant à 13% de la somme totale de leur traitement. Ces versements évalués à \$69,000 au 31 mars 1979, seront imputés à l'exercice pendant lequel ils seront effectués.

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

(Constituée en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord)

## Etat des dépenses et du recouvrement des frais pour la période du 13 avril 1978 au 31 mars 1979

Dépenses	
Salaires et avantages sociaux	\$ 1,285,129
Déplacements et communications	451,199
Loyers	420,874
Services professionnels et spéciaux	412,905
Meubles et équipements	272,406
Améliorations locatives	177,776
Matériel et fournitures	90,866
Publicité	21,505
Autres	3,022
	<u>\$ 3,135,682</u>

Source des fonds:

Credit 30a du Conseil privé	\$ 2,951,682
Statutaire — contributions au régime de prestations des employés	184,000
	<u>\$ 3,135,682</u>

Les frais de l'Administration sont recouvrés de la Foothills Pipelines (Yukon) Ltd., et le recouvrement est porté au crédit du Fonds du revenu consolidé

Dépenses du 13 avril 1978 au 31 mars 1979	\$ 3,135,682
Moins la partie des dépenses de l'année 1978-1979 qui sera recouverte l'année suivante	1,454,009
	<u>\$1,681,673</u>

Les notes suivantes font partie intégrante de l'état financier.

Approuvé:

*Christie Roy*  
Le directeur général,

*E. H. Shook*  
Le premier agent financier,






AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

L'honorable Walter David Baker, C.P., C.R., député,  
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord,  
Ottawa (Ontario).

J'ai vérifié l'état des dépenses et du recouvrement des frais de l'Administration du pipe-line du Nord pour la période du 13 avril 1978 au 31 mars 1979. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, cet état financier présente fidèlement les résultats des opérations de l'Administration pour la période du 13 avril 1978 au 31 mars 1979 selon les politiques comptables exposées à la Note 2.

  
Le Premier sous-vérificateur général  
pour le Vérificateur général du Canada

Ottawa (Ontario)  
le 2 août 1979

## Aspect financier

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier tous les ans les comptes et les transactions financières de l'Administration, et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi stipule que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Pour respecter cette exigence, l'annexe A du présent document contient le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la période allant du 13 avril 1978 au 31 mars 1979.

Le budget supplémentaire A de 1978-1979 prévoit \$4,2 millions pour la première année d'exploitation de l'Administration. Les dépenses réelles furent de \$3,1 millions, soit environ un million de moins que la somme approuvée par le Parlement. Le nombre d'années-hommes autorisées pour 1978-1979 s'élevait à 50, seulement 38 ont été employées. Étant donné les retards dans la construction du pipe-line, tant les dépenses que les effectifs de l'Administration ont été bien en dessous des niveaux approuvés.

L'article 29 de la Loi prévoit le recouvrement des coûts de l'Administration auprès de la compagnie construisant le pipe-line, conformément aux règlements adoptés en vertu du paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Le 24 avril 1978, le Gouverneur général en conseil approuvait ces règlements. Au cours de l'année terminée le 31 mars 1979, on a recouvré une somme totalisant \$1,7 million qui a été créditée au Fonds du revenu consolidé. L'année suivante, on devra recouvrer le solde de \$1,4 million.



## Rôle de réglementation du gouvernement fédéral

Comme nous l'avons mentionné, l'Administration du pipeline du Nord a été créée pour être virtuelle- ment une agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fédéral s'adresserait au groupe Foot- hills, la principale exception à cette règle étant les responsabilités réservées spécifiquement à l'Office national de l'énergie.

Afin d'appliquer le concept d'agence centralisa- trice, la Loi autorise le Gouverneur général en conseil à transférer au Ministre responsable de l'Administration les pouvoirs pertinents, prévus par des lois administrées par d'autres ministères et organismes fédéraux.

Des discussions sur le transfert éventuel de ces pouvoirs se sont poursuivies tout au long de l'année. Lorsqu'un changement de compétence n'était pas jugé nécessaire ni pratique, l'Administration con- cluait des accords d'étroite collaboration avec les autres organes fédéraux en cause, entre autres: Transports Canada, responsable des voies d'eau navigables, et la Commission canadienne des trans- ports, responsable des chemins de fer. Elle cher- chait aussi à obtenir la collaboration de la Com- mission frontalière internationale et de la Com- mission mixte internationale relativement au fran- chissement de la frontière et des rivières.

## Documentation sur les servitudes

Selon la Loi, l'Administration n'est pas habilitée à donner des directives au sujet de la présentation normalisée des documents octroyant le droit de passage du pipeline sur les terres privées. Tou- te- fois, les compagnies ont collaboré en acceptant un grand nombre de suggestions de l'Administration en vue de produire un document équitable. Ce dernier prévoit le choix d'un paiement forfaitaire ou d'un loyer annuel pour les terres nécessaires aux installations de surface ou, si un autre pipeline était construit plus tard dans l'emprise, d'autres paie- ments fondés sur la valeur foncière courante; enfin, il prévoit des procédures d'arbitrage simplifiées. La plupart de ces dispositions sont entièrement nou- velles et on s'efforce de calmer les inquiétudes exprimées par les propriétaires terriens privés à l'occasion d'achats antérieurs de terres aux fins de pipeline.

Notons que si la Foothills ne peut s'entendre avec un propriétaire foncier, elle a le pouvoir, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, d'exproprier les terres privées. Ni l'Administration ni l'Office n'ont de contrôle direct sur l'indemnisation des propriétaires fonciers expropriés, toutefois, ces dif- férends sont tranchés par les tribunaux.

Répetons-le, cette année, on n'a pas encore com- mencé à acheter de terres privées.

Habitat près de Burwash, Yukon



## Achat de droits sur des terres privées pour l'installation du pipe-line

Au cours de l'année, l'Administration a travaillé étroitement avec la Foothills relativement à l'achat, auprès de propriétaires privés, des terres et des droits de passage nécessaires à la construction du pipe-line. Ces discussions ont porté surtout sur la

L'Administration fera surveiller les travaux de la compagnie par un groupe de ses employés, afin de pouvoir établir si le projet se déroule comme prévu. Si le contrôle sur les dépenses ou le déroulement des travaux se relâche, il pourrait s'ensuivre d'importants dépassements de coûts, comme au moment de la construction de l'oléoduc chaud Alyeska en Alaska. L'Administration a donc une responsabilité considérable, celle de surveiller le contrôle des coûts et le respect du calendrier des travaux par la Foothills, pour que le pipe-line soit construit dans les délais et avec le budget prévus, et ce, dans l'intérêt de tous les Canadiens.

## Landowner Information Booklet

Ce livret a pour objet de renseigner les propriétaires fonciers au sujet du projet, de ses parrains et de l'Administration du pipe-line du Nord. Les cartes du livret décrivent le tracé entier du pipe-line et indiquent l'emplacement prévu du pipe-line sur chaque propriété. On y décrit aussi la procédure d'achat de terrain qui sera suivie ainsi que les droits du propriétaire foncier à ce moment-là.

La compagnie a rédigé le livret et le 31 octobre 1978, le Fonctionnaire désigné en a approuvé la présentation. À la fin de l'année, on n'avait entamé aucune négociation relative aux droits de passage sur les terres privées, et distribué aucun livret d'information aux propriétaires fonciers.

réaction d'un livret d'information pour les propriétaires fonciers et d'un document accordant effectivement un droit de passage au pipe-line sur les terres privées.



Les premières directives que le Fonctionnaire désigné a données à la Foothills exigent que celle-ci élabore des méthodes pour établir le calendrier et contrôler les coûts, notamment la répartition des travaux et l'estimation des coûts. Toutes ces données sont essentielles à la gestion adéquate d'un projet de l'envergure du gazoduc de la route de l'Alaska. Pour le Canada, il est particulièrement important d'adopter des méthodes efficaces de contrôle car, selon l'accord bilatéral, le coût total du réseau principal au pays déterminera la part des frais que supporteront les États-Unis dans le transport du gaz canadien au moyen du raccordement de Dempster, entre Whitehorse et Dawson.

## Gestion du projet

Aux termes de la Loi sur le pipe-line du Nord, avant de commencer la construction d'un tronçon, la compagnie est tenue de soumettre des plans, des profils et des livres de renvoi, qui doivent recevoir l'approbation du Fonctionnaire désigné en vertu des pouvoirs et des fonctions qui lui ont été délégués par l'Office national de l'énergie.

Afin de pouvoir prendre des mesures appropriées et opportunes, la compagnie et l'Administration sont restées en liaison étroite pour définir les détails et les renseignements à indiquer sur les plans, les profils et les livres de renvoi requis. Jusqu'à ce jour, aucune approbation n'a été accordée.

## Plans, profils et livres de renvoi

laboratoire et de forage reçus de la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.;

e) rapport préliminaire, sur la conception du système de compression, intitulé «*Unified Hydraulic System Design*» (conception d'un système hydraulique unitaire), qui a entraîné une demande de renseignements supplémentaires sur les études d'optimisation et de fiabilité du système;

f) *Report on Selected Stream Crossings in the Yukon* (rapport sur certains passages de cours d'eau au Yukon), préparé par la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.;

g) sections techniques de la Déclaration sur les répercussions environnementales, préparée par la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.;

h) plans préliminaires de l'alignement du pipe-line et de certains dessins typiques.

En outre, l'Administration a établi des lignes directrices régissant la conception des passages des cours d'eau.

## Examen technique général

tuyaux établira les propriétés spéciales nécessaires pour enrayeur tout bûche se produisant dans ces conditions. Il portera aussi sur la valeur des mesures spéciales que l'on pourrait adopter aux mêmes fins.

L'installation où auront lieu les essais de résistance des tuyaux sera construite à Rainbow Lake (Alberta); elle servira de laboratoire de recherche canadien pouvant étudier les diverses formes de bûche de tuyau et phénomènes connexes. L'installation devrait être terminée en novembre 1979 et les premiers essais porteront sur les tuyaux que l'on compte employer pour le projet. L'Administration étudie en permanence les objectifs et les plans de cette installation.

Avant l'achèvement de cette installation, la British Gas Corporation a pris des arrangements pour faire deux essais complets de résistance pour établir la valeur des mécanismes suivants servant à enrayeur les bûches: les poids de béton et les tuyaux épais. Le premier essai a eu lieu le 14 novembre 1978 au site Spadeadam de la British Gas Corporation, près de Newcastle. Y étaient représentés l'Administration, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., l'Office national de l'énergie et le département américain des transports. L'Administration n'a pas encore reçu le rapport final de cet essai. Le deuxième essai de résistance que doit exécuter la British Gas Corporation, est fixé pour août 1979.

Les autres travaux généraux en matière de conception entrepris par l'Administration au cours de l'année comprennent notamment l'examen des documents suivants:

a) document de soumission intitulé «*Specifications for Line Pipe, Gas Turbine Compressor Packages, and Large Diameter Valves and Fittings*» (spécifications applicables au pipe-line, aux ensembles de turbines de compression, aux gaz ainsi qu'aux vannes et raccords de grande dimension);

b) données de base de l'analyse ayant servi à l'élaboration des programmes informatiques de la Alberta Gas Trunk Line Company Limited et de la Westcoast Transmission Company Limited, pour faire des études sur le débit du gaz dans leurs tronçons;

c) étude, préparée par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., intitulée «*Preliminary Engineering Project Network Analysis*» (analyse technique préliminaire du réseau), traitant du calcul des risques du projet; discussion avec la Foothills au sujet de modifications à apporter à l'étude;

d) nombreuses études géotechniques et géophysiques connexes, ainsi que des rapports de



## 1. Soulèvement du au gel et affaissement du au dégel

L'exploitation du gazoduc dans les zones de pergélisol continu et discontinu présente des problèmes uniques en Amérique du Nord et rarement rencontrés ailleurs.

La Foothills se propose de réfrigérer le gaz au-dessous de 0° C (32° F) et de laisser le pergélisol gelé au nord de sa première station de compression. Dans les régions de pergélisol discontinu, une gaine de glace pourrait se former autour du tuyau dans les sols normalement dégels, à moins que des mesures adéquates soient prises pour empêcher ou minimiser ce problème. Certains sols sensibles au gel se souleveront à la suite de la formation d'une gaine de glace; ce phénomène s'appelle le soulèvement du au gel.

Les études techniques sur le soulèvement du au gel, nécessaires aux décisions fédérales sur la conception, ont été considérables. Des études sur place ont été faites pour préciser l'importance du problème, élaborer des modèles mathématiques permettant de prédire l'importance du soulèvement qui se produirait dans certaines conditions, puis, concevoir des mesures correctives et les incorporer à la conception pour préserver l'intégrité du pipeline et du milieu.

La Foothills a acquis et agrandi les installations d'essai des effets du gel à Calgary qui appartenaient auparavant à la *Canadian Arctic Gas Study Limited*. En outre, au début de 1979, les parrairs du projet en Alaska ont achevé la construction d'une nouvelle installation à Fairbanks, afin de faire d'autres essais sur les modèles de tuyau et de diminuer le soulèvement du au gel.

Au sud de la première station de compression au Yukon, le gaz sera réchauffé au-dessus de 0° C et le pipeline fonctionnera de façon normale. Les zones de pergélisol discontinu, dont la fréquence diminue en descendant vers le sud, commencent au dernier endroit où le gaz est refroidi, c'est-à-dire, à la première station de compression, et se prolongent dans le Nord de la Colombie-Britannique.

Le dégel de ces régions gelées, entraîné par le pipeline chaud, pourrait entraîner un affaissement inégal de celui-ci. Il faut donc étudier des conceptions spéciales pour contrôler l'affaissement du au dégel, bien drainer, minimiser l'érosion superficielle et assurer ainsi la stabilité du pipeline. La Foothills a entrepris des travaux d'analyse et de laboratoire ainsi que des études préliminaires sur le terrain pour déterminer l'étendue des zones de pergélisol.

Le personnel de l'Administration a travaillé étroitement avec la compagnie et d'autres organismes gouvernementaux à l'examen de programmes de recherches sur le soulèvement du au gel et l'affaissement du au dégel, ainsi qu'à l'élaboration d'essais et

## 2. Contrôle des bris des tuyaux

d'études supplémentaires qui aideront à choisir une conception finale, ainsi que des méthodes de surveillance et d'entretien préventif.

Lieu d'essais sur le soulèvement du au gel, à Calgary. On voit le tuyau isolé dans la tranchée, les tiges de niveau qui y sont fixées et les thermistors mesurant les températures dans le sol et dans le tuyau. Le 22 septembre 1978.



Des essais de résistance sont nécessaires pour prouver que les tuyaux ont la résistance et les qualités nécessaires, et que les bris pourront être contrôlés et enrayerés. Pour ce faire, des échantillons réels du tuyau doivent être testés dans des conditions reproduisant de près le milieu réel. Pour le gazoduc de la route de l'Alaska, ces tuyaux, dont le diamètre varie de 914 mm à 1 422 mm (36 à 56 pouces), sont posés dans des zones de pergélisol discontinu, et acheminant du gaz à des températures et des pressions variables. Le programme proposé d'essais de la résistance des

ques et industriels éventuels que le pays pourrait en retirer. Selon cette évaluation, la Foothills a conclu que les offres soumises par la Steel Company of Canada (STELCO) et la Interprovincial Steel Company (IPSCO) étaient nettement supérieures à tout point de vue. Les offres des deux aciéries canadiennes étaient beaucoup plus basses que celles de leurs concurrents américains, et équivalentes à celles de tous les autres fournisseurs.

En janvier 1979, avec la permission du Ministre, la Foothills a entrepris des négociations détaillées avec la STELCO et la IPSCO, afin de conclure des marchés définitifs avec les deux compagnies. La valeur des contrats avec les deux fabricants de tuyaux canadiens devrait dépasser \$1 milliard et employer directement environ 8 000 années-hommes dans l'industrie de l'acier et, indirectement, environ 16 000 autres dans les industries de services et d'approvisionnement.

## Plan de recrutement

En vertu de l'Annexe III de la Loi:

«la compagnie soumet à l'approbation du Ministre, à la date qu'il fixe ou avant, un plan de recrutement détaillé qui visera à favoriser au maximum l'utilisation de la main-d'œuvre canadienne pour la planification, la construction et l'exploitation du pipe-line.»

L'Administration a élaboré, en consultation avec la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada (CEIC), un ensemble de lignes directrices que la compagnie devra respecter dans la préparation de son plan de recrutement. Le 29 novembre 1978, le Ministre a remis officiellement les lignes directrices à la compagnie et fixe les dates suivantes de présentation des plans de recrutement:

le 15 février 1979: Construction du tronçon préliminaire (sud);

le 1<sup>er</sup> mai 1979: Construction de la partie nord;

date fixée Exploitation et entretien ultérieurement: du pipe-line.

En vertu de cette ordonnance, la compagnie a présenté un projet de plan de recrutement, en quatre volumes, en vue de la construction du tronçon préliminaire. Ce document a été examiné par les fonctionnaires de la CEIC et de l'Administration qui ont demandé certaines révisions. Actuellement, la Foothills rédige de nouveau le plan qu'elle présentera à la fin de 1979.

L'Administration a ensuite convenu que la date fixée pour la réception du plan relatif au tronçon du réseau, le 1<sup>er</sup> mai 1979, n'est plus appropriée étant donné le retard prévu avant le début de la construction. Elle a donc déchargé la Foothills de l'obligation de respecter ce délai. L'Administration et la compagnie poursuivent leurs négociations pour

trouver les dates les plus appropriées pour la présentation du reste du plan.

## Travaux techniques

L'Administration est responsable, de façon générale, de l'approbation de la conception technique du pipe-line soumise par la Foothills, et doit veiller à ce que les matériaux employés, ainsi que les méthodes et procédures suivies au cours de la construction satisfont aux exigences.

## Directives

Le 31 janvier 1979, le Fonctionnaire désigné, avec l'accord du Ministre responsable de l'Administration, a donné à la Foothills les cinq premières directives officielles voulant que la compagnie qui est responsable de la construction d'un segment du pipe-line soumette au préalable à l'approbation du Fonctionnaire désigné:

a) des devis détaillés, incluant les méthodes d'exploitation et d'entretien ainsi que certains essais pertinents;

b) un projet de calendrier de construction et les méthodes de contrôle des coûts; et

c) les spécifications et les méthodes proposées pour la construction et l'inspection.

En soumettant ces documents, le groupe Foothills doit respecter les règlements pertinents de l'Office national de l'énergie.

Ces directives comportent des dispositions hautement techniques visant tout le réseau du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada que le groupe Foothills sera tenu de respecter. Si l'examen des conditions socio-économiques et environnementales par le public révélait l'existence de problèmes en certains endroits, d'autres directives techniques seront données pour les régler.

Avant de commencer la construction d'un tronçon du pipe-line, la Foothills est tenue par les directives du Fonctionnaire désigné et par la Loi de faire des expériences et des essais complets. Depuis longtemps, l'Administration et la Foothills discutent de deux projets importants, entrepris par cette dernière, relativement au soulèvement du au gel et à l'affaïssement dû au dégel, ainsi qu'à la durabilité des tuyaux. Les conclusions de ces essais seront étudiées pour établir les meilleures façons de contre les problèmes de gel, de dégel et de fractures ductiles des tuyaux (c'est-à-dire, longitudinales). Ces mesures correctives seront ensuite incorporées à la conception finale du réseau que la Foothills sera tenue d'adopter.



A la date prescrite, le 2 octobre 1978, les offres reçues furent évaluées par la Foothills qui s'est fondée sur trois critères principaux: prix concurrentiel, qualités techniques et avantages économiques.

A l'automne 1978, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a lancé un appel d'offres pour 1,5 million de tonnes de tuyaux nécessaires à la construction du tronçon canadien du gazoduc de la route de l'Alaska et du raccordement connexe de Dempster. On a fait des appels d'offres à trois fournisseurs canadiens et à quatre américains, on a aussi permis à certains fournisseurs de matériel off-shore, européens et japonais, de présenter des soumissions pour parer aux éventualités.

## Contrats pour les tuyaux

La Foothills et l'Administration ont convenu d'une liste provisoire d'articles à acheter que le Ministre pourrait désigner conformément à la Loi. Cette liste comprendrait les tuyaux du pipe-line, les turbines et les gros raccords et valves.

Le gouvernement américain. Une fois que le Office of the Federal Inspector des États-Unis sera bien en place, on espère que ces consultations se dérouleront rapidement et que l'on pourra convenir de certains accords réciproques régissant l'achat dans les deux pays.

La Loi sur le pipe-line du Nord de soumettre un plan d'achat complet conçu pour maximiser le contenu canadien et les avantages industriels pour le pays, tout en faisant en sorte que l'achat de biens et de services se fasse dans des conditions générales de concurrence. La Loi prévoit aussi la désignation de certains articles par le Ministre et, avant d'entamer le processus d'achat de ces articles, la Foothills devra demander l'approbation du Fonctionnaire désigné.

A la fin de 1978, la Foothills a présenté un projet de plan d'achat. Toutefois, avant de le soumettre au Ministre, on a prévu d'autres consultations avec le

## Plan d'achat

pipe-line tant que les revendications des Indiens n'auront pas été réglées. Seule la Bande indienne Champagne/Aishihik a participé aux audiences dans le Yukon. Comme nous l'avons mentionné, le Chef de la Bande, M. Raymond Jackson, est le Vice-président du Conseil consultatif du Yukon. Au début de 1979, l'Administration a appuyé une demande de fonds de la Bande Champagne/Aishihik pour un projet de recherche sur les intérêts de ses membres dans le pipe-line projeté. Le gouvernement fédéral a approuvé cette demande au début de 1979.

pipe-line tant que les revendications des Indiens

Membres du Conseil consultatif du Yukon. De gauche à droite: Cliff Geddes, Wayne Palmer, Joanne Linzey, Donald Robert (Président), Raymond Jackson (Vice-président), Charles Taylor et Dale Stokes. On ne voit pas sur la photo M. Robert Stubenberg.







Auditoire aux séances publiques à Whitehorse, Yukon.

*Territorial Manpower Needs Committee*, et président de la *Yukon Labour Federation*;

M. C. Geddes, de Teslin, homme d'affaires et entrepreneur, membre de la *Yukon Water Board*.

## Relations avec les autochtones

L'Administration est tenue par la Loi de s'occuper particulièrement des intérêts des autochtones. Compte tenu des responsabilités du gouvernement du Canada et d'autres gouvernements, selon le cas, l'Administration doit veiller au règlement juste et équitable de toute revendication des autochtones ayant trait aux terres que le pipe-line traversera. Toutefois, elle n'a pas le pouvoir de régler les revendications territoriales.

Un dialogue permanent a été établi avec de nombreuses bandes indiennes de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. En février 1979, on a institué dans cette dernière, un programme d'information et de conseils sur les possibilités d'emplois et d'affaires offertes par le pipe-line. Huit bandes, établies à proximité de l'emprise du pipe-line, ont participé. A la suite de discussions antérieures, l'Administration a invité le Conseil des Indiens à participer au processus d'audiences publiques au Yukon, tenues en mars 1979. Toutefois, le Conseil avait alors décidé de ne participer à aucune activité ayant trait au

Le 28 février 1979, M. Allan J. MacEachen, alors Ministre responsable de l'Administration, annonçait que le Gouverneur général en conseil avait approuvé la création du Conseil consultatif du Yukon pour donner des conseils sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line. Comme nous l'avons mentionné, le Président du Conseil est M. D. Roberts, directeur de l'école élémentaire de la rue Selkirk à Whitehorse, et le Vice-président est M. R. Jackson, Chef de la Bande indienne Champagne/Aishihik. Voici les autres membres du Conseil:

Mme D. Stokes, de Whitehorse, exploite une entreprise locale avec son mari; active au sein des organismes de femmes;

M. C. D. Taylor, de Whitehorse, homme d'affaires à la retraite et ancien conseiller territorial;

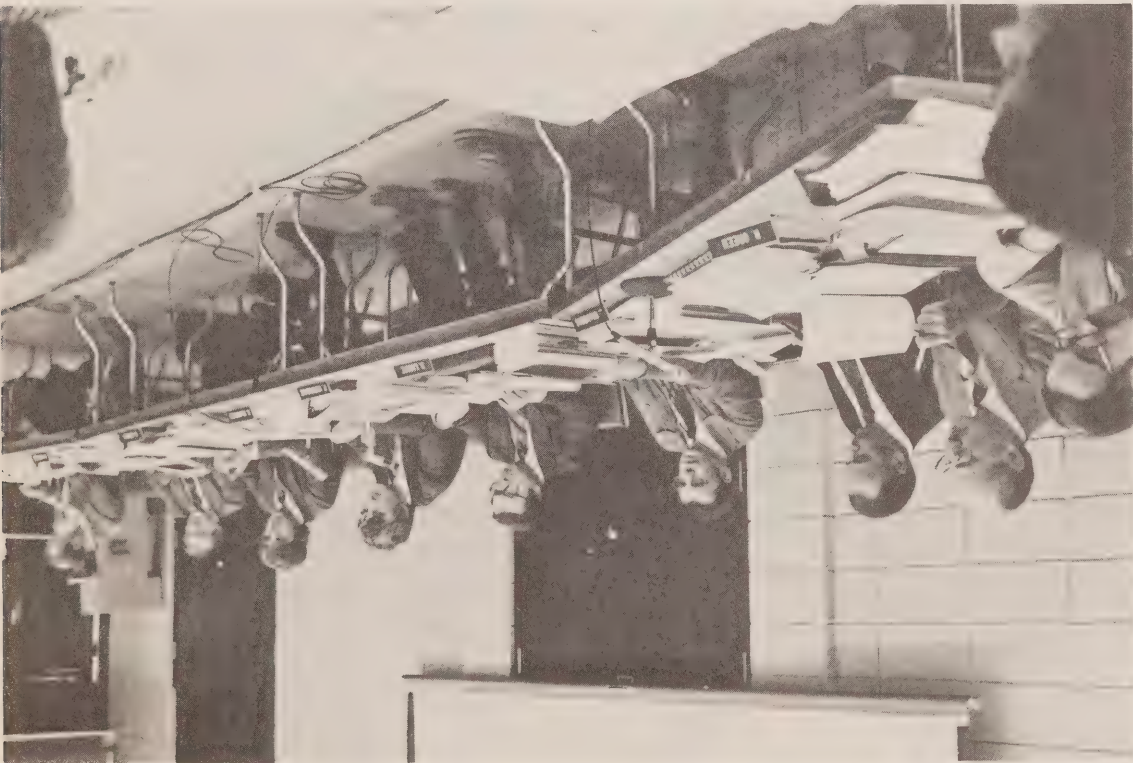
M. R. Stubenbergh, de Watson Lake, homme d'affaires, membre du *Local Improvement District Board* et participant actif dans les affaires de la municipalité et de la collectivité;

Mme J. Linzey, de Whitehorse, active dans le mouvement féministe et dans les affaires de la collectivité;

M. W. Palmer, de Whitehorse, représentant régional de la section locale 213 du Syndicat des camionneurs, membre du conseil exécutif du

## 5. Conseil consultatif du Yukon

tracé du pipe-line. Le Comité a entendu les observations des Yukonnais relativement au projet de conditions socio-économiques et environnementales de l'Administration, à la Déclaration sur les répercussions environnementales préparée par la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd, et à d'autres



Commission des audiences publiques au Yukon réunie à Whitehorse. Cinquième à partir de la droite M. Fernand Hurtubise et à sa gauche, M. Ken McKinnon, Co-présidents.

### 3. Autres consultations du public

En plus des consultations officielles relatives aux

conditions, les fonctionnaires de l'Administration ont parcouru tout le tracé du pipe-line au Yukon. Cette opération faisait partie du programme de liaison et d'information visant les collectivités, et d'élaboration de bonnes relations de travail avec ceux qui seront touchés par le pipe-line. On cherche à communiquer avec les élus du peuple et les fonctionnaires des gouvernements locaux, ainsi qu'avec les associations d'autochtones, groupes municipaux, associations commerciales, chasseurs, pêcheurs et trappeurs, associations de chasse et de pêche, groupes écologiques, organismes féminins, syndicats et tous ceux qui sont intéressés par le projet.

L'Administration a aussi participé à plusieurs conférences données aux industriels du pays. Parrainées par la Foothills, ces conférences ont eu lieu à Vancouver, Edmonton, Calgary, Winnipeg, Toronto et Montréal afin de familiariser des hommes d'affaires canadiens avec le pipe-line et les possibi-

### 4. Conseil consultatif fédéral-provincial

Conformément à la Loi, au début de l'année, on a créé un Conseil consultatif fédéral-provincial, formé de fonctionnaires supérieurs de l'Administration et des gouvernements suivants: Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan et Yukon. Des réunions trimestrielles, stipulées par la Loi, ont eu lieu à Calgary, Whitehorse et Vancouver, pour coordonner les travaux ayant trait au pipe-line des divers organismes gouvernementaux. En plus des consultations officielles faites par le biais du Conseil, de longues discussions bilatérales ont eu lieu entre l'Administration et certains gouvernements provinciaux et territoriaux.

En outre, des fonctionnaires supérieurs ont prononcé de nombreuses allocutions, tant au Canada qu'aux États-Unis, afin de tenir le public au courant du rôle de l'Administration et de l'évolution du projet.





Le Directeur-général, M. Mitchell Sharp (debout au centre) rencontre des habitants de Upper Lard (Yukon). A sa droite, (debout aussi), se trouve M. Harold S. Millican, Administrateur.

ments pris par la *Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd.* aux audiences de l'Office national de l'énergie portant sur les demandes relatives au gazoduc du Nord.

En vertu de la Loi, l'Administration a rédigé et publié, en mai 1978, les premiers projets de ces conditions. Ces documents ne faisaient pas de distinction entre les divers tronçons du pipe-line et ils ont été présentés aux autres gouvernements, aux organismes, aux associations, aux groupes d'intérêt public, ainsi qu'à la Foothills, pour recueillir leurs observations et leurs critiques. Les nombreuses réponses obtenues ont été prises en compte dans la rédaction des propositions révisées.

On a rédigé d'autres projets pour chacune des cinq filiales de la Foothills autorisées à construire le pipe-line au Canada, de façon à tenir compte des diverses circonstances prédominantes le long du tracé. En octobre et en décembre 1978, respectivement, parurent les deuxièmes projets de conditions socio-économiques applicables au Yukon et au Nord de la Colombie-Britannique. En mars 1979, un projet révisé de conditions environnementales applicables à la construction du pipe-line au Yukon a été publié. À la fin de l'année, les deuxièmes projets de conditions pour le Sud de la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan étaient encore en cours de rédaction.

Toutes les conditions doivent être suffisamment étudiées par le public avant d'être mises au point par

## 2. Examen par les Yukonnais

l'Administration et recommandées à l'approbation du Gouverneur général en conseil. À partir de mars 1979, avaient lieu les audiences publiques relatives au projet de conditions socio-économiques et environnementales applicables à la construction dans le Yukon, et des audiences semblables sont prévues pour le Nord de la Colombie-Britannique. On ne compte pas en tenir pour l'examen des documents relatifs aux tronçons sud, même si les conditions seront largement diffusées et que l'on étudiera attentivement les demandes présentées par le public à l'Administration.

Au Yukon, les répercussions du gazoduc de la route de l'Alaska pourraient être étendues et variées. À compter de mars 1979, l'Administration a tenu des audiences publiques pour permettre aux Yukonnais qui seront les plus touchés d'influencer l'élaboration des conditions socio-économiques et environnementales finales applicables à la construction du pipe-line dans cette partie du Canada.

Sous la coprésidence de l'Administration du pipe-line du Nord et du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales, les membres du Comité des audiences publiques du Yukon se sont rendus dans les agglomérations situées le long du



# Travaux de l'Administration

Au cours de sa première année d'existence, l'Administration du pipe-line du Nord a été active dans de nombreux domaines afin de remplir ses responsabilités en vertu de la Loi qui l'a créée.

Voici ses deux principaux secteurs d'activités:

- la rédaction de projets de conditions socio-économiques et environnementales qui, jointes aux exigences techniques, régiront la conception, la construction et l'exploitation initiale du pipe-line;

- la surveillance de l'élaboration des plans d'achat et de recrutement que les compagnies chargées du projet doivent, selon la Loi, soumettre au Ministre.

Pendant l'année, le centre opérationnel de l'Administration à Calgary s'est doté d'un effectif adéquat et compétent pour remplir ces fonctions; l'augmentation du nombre d'employés a été restreinte par le ralentissement dans le calendrier de construction. Jusqu'à maintenant, l'Administration a recruté des personnes expérimentées, provenant tant du secteur privé que du secteur public. Le centre opérationnel à Calgary dirige aussi les bureaux régionaux de Whitehorse (Yukon) et de Vancouver (Colombie-Britannique).

L'Administration a établi de bonnes relations de travail, à tous les niveaux, avec la *Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.* et ses filiales.

## Consultations avec le public, les groupes d'intérêt particulier et les autres niveaux de gouvernement

En vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord, l'Administration doit consulter largement le public en

## 1. Rédaction de conditions socio-économiques et environnementales applicables au groupe Foothills

général, certains groupes, ainsi que les autres niveaux de gouvernement, afin de tenir compte le plus possible de leurs intérêts et de leurs inquiétudes. La Loi impose notamment à l'Administration la responsabilité de «faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line, en tenant compte des intérêts locaux et régionaux, des droits des résidents, notamment ceux des autochtones...» L'Administration est tenue de consulter étroitement les gouvernements provinciaux et territoriaux afin de coordonner leurs efforts respectifs relatifs au pipe-line. Comme nous l'avons mentionné, la Loi exige aussi la création d'un Conseil consultatif pour le Yukon et permet la fondation de conseils semblables dans d'autres régions pour conseiller en permanence le Ministre responsable de l'Administration sur toute question relative au pipe-line. Au cours de l'année, l'Administration a entrepris certaines activités pour remplir ces obligations.

Une des principales préoccupations de l'Administration au cours de l'année a été l'élaboration de projets de conditions socio-économiques et environnementales devant régir la planification, la construction et l'exploitation initiale du réseau par les diverses filiales de la Foothills. Ces conditions n'ont pas été élaborées en vase clos. Elles traduisent les inquiétudes exprimées par de nombreux Canadiens devant les commissions d'enquête Berger, Hill et Lysyk, ainsi que l'Office national de l'énergie. Elles tiennent compte aussi des présentations de divers groupes d'intérêt et de ministères fédéraux, provinciaux et territoriaux, de même que des engagements

Dans son annonce, le Ministre expliquait qu'il n'avait nommé que huit des dix membres exigés par la Loi, le gouvernement voulant laisser les deux autres postes vacants pour l'instant. Il ajoutait que, même si les organismes autochtones ayant des ramifications dans tout le Yukon avaient, jusqu'à maintenant, refusé de se donner des représentants au Conseil consultatif, il espérait que les autochtones finiraient par changer d'idée. Le Ministre était d'avis qu'il était à l'avantage de tous les autochtones du Yukon que leurs intérêts soient représentés à cette tribune importante.

fin de l'année.  
noms de tous les membres du Conseil en poste à la  
Champagne/Aishihik. On trouvera à la page 9, les  
Haines Junction, Chef de la Bande indienne  
taire de Whitehorse, et Raymond Jackson, de

L'article 18 de la Loi sur le pipeline du Nord autorise le Gouverneur général en conseil (et exige, dans le cas du Yukon) à établir des conseils consultatifs, pouvant compter jusqu'à dix membres, qui aideront le Ministre responsable de l'Administration à remplir les objectifs de la Loi. Conformément à celle-ci, le 28 février 1979, le Vice-premier ministre, Allan J. MacEachen, alors Ministre responsable de l'Administration, annonçait que le Gouverneur général en conseil avait approuvé la création du Conseil consultatif du Yukon. Étaient nommés respectivement Président et Vice-président du Conseil MM. Donald Roberts, Directeur d'une école élémentaire

## Création du Conseil consultatif du Yukon



Destruction Bay (Yukon)

économiques pour établir la faisabilité du raccordement de Dempster, et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 1979, à demander à l'Office un certificat pour construire cette canalisation. Le groupe Foothills s'est engagé, sous réserve que l'Office lui délivre un certificat et juge que le projet peut être financé de façon satisfaisante, à construire le pipeline le plus rapidement possible. En cas d'échec, la Foothills et ses principaux actionnaires devront payer au gouvernement fédéral la somme de \$50 millions.

En vertu de ces accords, la Foothills s'est engagée à exécuter les études nécessaires des aspects techniques, économiques, environnementaux et sociaux. Un des accords prévoyait aussi l'électrification éventuelle des stations de compression du Sud du Yukon. La canalisation principale de la route de l'Alaska, à Whitehorse, et à procéder à tout agrandissement nécessaire de ce réseau pour acheminer jusqu'à 1,2 milliard de pieds cubes de gaz par jour vers le sud. Les accords prévoyaient aussi l'électrification



saire à la création du *Office of the Federal Inspector*, n'avait toujours pas été soumis au Congrès pour qu'il l'approuve vers la fin de mars.

### Construction préliminaire des tronçons sud du réseau

Dans son rapport de juillet 1977, recommandant l'approbation du projet de gazoduc de la route de l'Alaska, l'Office national de l'énergie mentionnait la possibilité de construire à l'avance le tronçon sud du réseau au Canada, ainsi que les tronçons est et ouest dans les États américains du Sud, pour exporter immédiatement aux États-Unis tout gaz albertain jugé excédentaire par rapport aux besoins canadiens. En septembre 1977, par sa *Decision and Report to Congress on the Alaska Natural Gas Transportation System*, le Président Carter appuyait aussi le principe de la construction préliminaire.

Tandis que cette idée faisait l'objet d'un débat public prolongé au Canada, en février 1979, l'Office national de l'énergie publiait son rapport sur l'approvisionnement et les besoins canadiens en gaz naturel ce qui a retardé pendant un certain nombre de semaines l'approbation de demandes d'exportation de gaz de l'Alberta au moyen de ces tronçons préliminaires. Entre autres choses, le rapport mentionnait les quantités de gaz que l'Office jugeait excédentaires par rapport aux besoins canadiens et qui pourraient, dans diverses circonstances, être exportées aux États-Unis. Toutefois, en juin 1978, la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* donnait son approbation conditionnelle, en vue de l'importation, au moyen de ces installations préliminaires, par la *Northwest Alaskan Pipeline Company*, de 1,04 milliard de pieds cubes de gaz par jour achetés de la *Pan-Alberta Gas Limited*, une filiale de la *Alberta Gas Trunk Line Company Limited*, un des principaux actionnaires de la *FootHills*. L'approbation finale fut accordée, sous réserve de l'obtention de nombreuses autres autorisations qui étaient nécessaires dans les deux pays.

### Révision des dimensions des tuyaux et des pressions mentionnées dans l'entente

Dans sa première demande auprès de l'Office national de l'énergie, la *FootHills Pipe Lines (Yukon) Ltd.* proposait que, de la frontière entre l'Alaska et le Yukon jusqu'à la bifurcation, près de Caroline (Alberta), le pipe-line soit formé d'un tuyau de 48 pouces de diamètre, pouvant soutenir une pression manométrique de 1 260 livres par pouce carré (lb/po<sup>2</sup>). L'accord signé en septembre 1977 par le Canada et les États-Unis prévoyait la création d'un

groupe d'étude technique pour examiner la sécurité, la fiabilité et la rentabilité des deux options: l'une comportait un tuyau de 48 pouces soumis à une pression de 1 680 lb/po<sup>2</sup>, et l'autre, un tuyau de 54 pouces et une pression de 1 120 lb/po<sup>2</sup>. Cette canalisation s'étendrait sur 1 053 milles, de Whitehorse (Yukon) à Caroline (Alberta), pour acheminer vers le sud le gaz des régions arctiques du Canada et des États-Unis. D'un autre côté, l'accord stipulait que les décisions relatives au cahier des charges du pipe-line restaient du ressort des organismes de réglementation pertinents.

Le 17 février 1978, après plusieurs réunions du groupe d'étude technique, l'Office national de l'énergie énonçait sa position: il rejetait le principe du tuyau de 48 pouces de diamètre et à forte pression que favorisaient les autorités américaines. L'Office concluait qu'un tel réseau représentait un grand bond dans une nouvelle technologie qui posait d'importants problèmes de sécurité et de fiabilité. Il déclarait que, selon les prévisions de la Foothills, la solution de ces problèmes entraînerait des retards pouvant aller jusqu'à deux ans, ce qui était contraire aux intérêts des deux pays.

Toutefois, l'Office approuvait le deuxième choix des États-Unis, un tuyau de 56 pouces de diamètre soumis à une pression de 1 080 lb/po<sup>2</sup>, qui, concluait-il, consommait moins de carburant que le tuyau de 54 pouces mentionné dans l'accord entre les deux pays. L'Office faisait remarquer que, au Canada, deux entreprises pouvaient produire des tuyaux de ces dimensions, tandis qu'une seule pouvait fabriquer l'épais tuyau de 48 pouces soumis à de fortes pressions. Le 6 juin 1978, à la suite d'un échange de notes entre les deux gouvernements, l'accord bilatéral fut modifié pour permettre l'adoption d'un tuyau de 56 pouces entre Whitehorse et Caroline, et pour apporter les révisions nécessaires aux sections des demandes traitant des coûts en immobilisations du pipe-line au Canada.

### Accords entre la FootHills et le gouvernement canadien

Même si la demande de certificat présentée par la FootHills n'en faisait pas état, l'Office national de l'énergie a recommandé au gouvernement fédéral d'obtenir l'accord de la compagnie en vue de la construction éventuelle de toutes les installations nécessaires à l'acheminement du gaz naturel du delta du Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest) vers le Sud du Canada.

Le 4 mai 1978, la FootHills a donc signé deux accords avec le gouvernement fédéral: elle s'engageait à présenter une demande à l'Office pour construire ce qu'on appelle le «raccordement de Dempster», pour relier les réserves du delta à la



# Principaux événements relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska

1978, lorsque le Congrès a approuvé la législation sur l'énergie, dont la *Natural Gas Pricing Act* de 1978. Le 9 novembre 1978, la signature du Président Carter lui donnait force de loi.

Toutefois, au cours des mois suivant l'adoption de cette législation, on s'aperçut qu'il faudrait beaucoup plus de temps que prévu pour résoudre certaines questions de réglementation en suspens, dont quelques-unes nécessitaient l'élaboration de nouvelles politiques importantes. Il fallait d'abord décider de la nouvelle formule de rendement du capital investi par les compagnies; les gouvernements des deux pays sont tombés d'accord pour que la formule choisie incite fortement les compagnies à construire le réseau de la façon la plus économique et efficace possible. Le deuxième grand problème était la répartition, entre les producteurs et les expéditeurs, des coûts substantiels du traitement du gaz de la baie Prudhoe. Troisièrement, se posait la question de la pression et de la capacité prévues du réseau en Alaska, ainsi que de la proximité de l'oléoduc Trans-Alaska, que le futur tracé suit jusqu'à proximité de Fairbanks. Quatrièmement, il fallait établir la tarification de l'acheminement du gaz dans les tronçons américains du réseau.

La *Alaska Natural Gas Transportation Act* of 1976, que le Congrès a adoptée pour accélérer le processus permettant aux États-Unis d'accéder rapidement à leurs réserves de la baie Prudhoe, prévoyait la création du *Office of the Federal Inspector*. La principale fonction envisagée pour cet organisme était l'application de la réglementation imposée par les divers départements et organismes fédéraux afin d'éviter la répétition des retards coûteux qu'avait entraînées l'absence d'une telle coordination pendant la construction de l'oléoduc Trans-Alaska. A la mi-mars 1979, le Président Carter annonçait son intention de lancer le plan au début d'avril, et ce, même si le plan de réorganisation limitée, néces-

## Retards dus aux législatures et aux organismes de réglementation américains

Le 2 novembre 1977, le Congrès des États-Unis, par une résolution commune de la Chambre des députés et du Sénat, approuvait la décision et le rapport que le Président lui avait soumis en septembre 1977. Ce rapport recommandait la construction du gazoduc de la route de l'Alaska conformément aux conditions de l'accord pertinent signé avec le Canada. Le 8 novembre 1977, la décision a pris force de loi lorsque le Président Carter a signé la résolution commune.

Même si le Congrès a approuvé rapidement l'accord entre les deux pays que recommandait le Président, cette année-là, une série d'autres problèmes, ayant trait à la législation et à la réglementation aux États-Unis, ont retardé sérieusement les travaux. Bien que l'accord bilatéral ait établi un calendrier prévoyant l'ouverture, le 1<sup>er</sup> janvier 1983, du gazoduc reliant l'Alaska aux 48 États du Sud, les retards susmentionnés ont fait conclure au consortium de compagnies parrainant le pipeline aux États-Unis que l'exploitation ne commencerait pas avant novembre 1984.

Le Congrès a constitué le premier obstacle majeur en s'engageant dans un débat prolongé portant sur le plan national de l'énergie que l'Exécutif lui avait présenté le 20 avril 1977. Une des mesures les plus controversées de ce plan était un bill prévoyant un nouveau barème pour les prix du gaz naturel, tant à la tête de puits qu'au détail. La fixation de ces prix constituait une condition essentielle à l'élaboration de la planification du gazoduc de la route de l'Alaska. L'impasse prolongée qui a immobilisé les deux Chambres se poursuivait jusqu'au 15 octobre

La Loi prévoit que soient remis à l'Administration de nombreux pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes fédéraux, concernant la planification, la construction et l'exploitation du réseau au Canada. Les responsabilités réservées exclusivement à l'Office national de l'énergie, ou celles dont la compétence est partagée entre l'Office et l'Administration, sont la principale exception. En outre, l'Administration est chargée de faciliter la coordination des travaux relatifs au projets qui mettent en cause d'autres organismes et ministères de tous les niveaux de gouvernement au Canada et aux États-Unis.

La gestion et la direction de l'Administration relèvent d'un ministre désigné à cette fin par le Gouverneur général en conseil. Nommé par décret, le Directeur général agit à titre d'adjoint du ministre et administre le siège social de l'Administration, à Ottawa. Un Directeur, nommé par décret du conseil, administre le principal centre opérationnel, à Calgary. Il est aussi responsable de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et de Whitehorse (Yukon). La Loi prévoit qu'un membre de l'Office national de l'énergie sera le Fonctionnaire désigné de l'Administration, et qu'il agira à titre de Directeur adjoint, exerçant les pouvoirs que la Loi a délégués à l'Office le 27 juillet 1978. Vous trouverez à l'annexe C, la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

cinq de ses filiales; en outre, maximiser la production d'énergie à bon prix ainsi que les avantages industriels pour les Canadiens, tout en minimisant les répercussions fâcheuses que pourrait avoir le pipeline sur le milieu social et l'environnement. L'Administration est aussi tenue par la Loi de tenir compte, dans les régions touchées par le projet, des intérêts locaux et régionaux des habitants, particulièrement de ceux des autochtones.

En avril 1978, dans un geste sans précédent, la Chambre des communes a accepté la création du Comité permanent chargé des pipelines du Nord pour surveiller en permanence l'application de la Loi et les travaux de l'Administration. Depuis sa création en juin de cette même année, le Comité a tenu plusieurs réunions pour entendre les témoignages de cadres supérieurs de l'Administration, des compagnies canadiennes et américaines engagées dans le projet, etc.

En octobre 1978, le Sénat a aussi adopté une motion portant sur la création du Comité spécial chargé du pipeline du Nord, ayant le mandat d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipeline pour acheminer le gaz naturel de l'Alaska et du Nord du Canada. Puis, au cours de l'année, ce Comité spécial a tenu un certain nombre d'audiences portant sur ce projet. L'Administration du pipeline du Nord a été conçue pour servir d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fédéral entreprendrait presque tous ses rapports avec le groupe Foothills qui a été



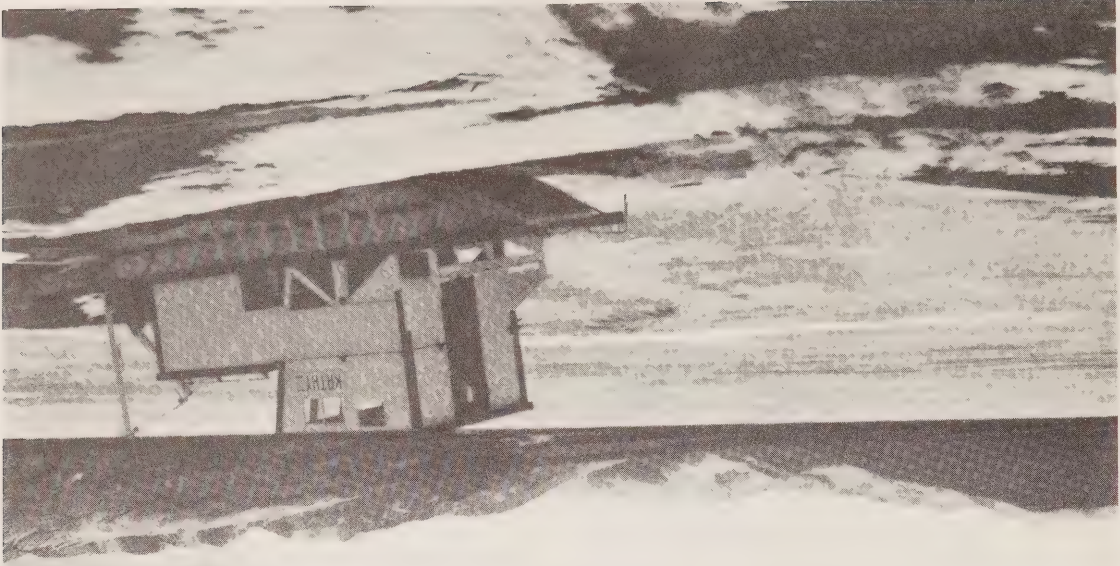
# Création de l'Administration du pipe-ligne du Nord

septembre 1977, régissant le projet conjoint d'une longueur de 9 000 kilomètres (5 500 milles). Vous trouverez à l'annexe B, une brève description de ce réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: veiller à rendre efficaces et expéditives, la planification, la construction et l'exploitation initiale du réseau au Canada par la *Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.* et

L'Administration a été créée, le 13 avril 1978, par la Loi sur le pipe-ligne du Nord. Elle a pour objet de surveiller la planification et la construction, au pays, du gazoduc de la route de l'Alaska et de permettre d'accéder aux importantes réserves de gaz naturel des régions arctiques du Canada et des États-Unis.

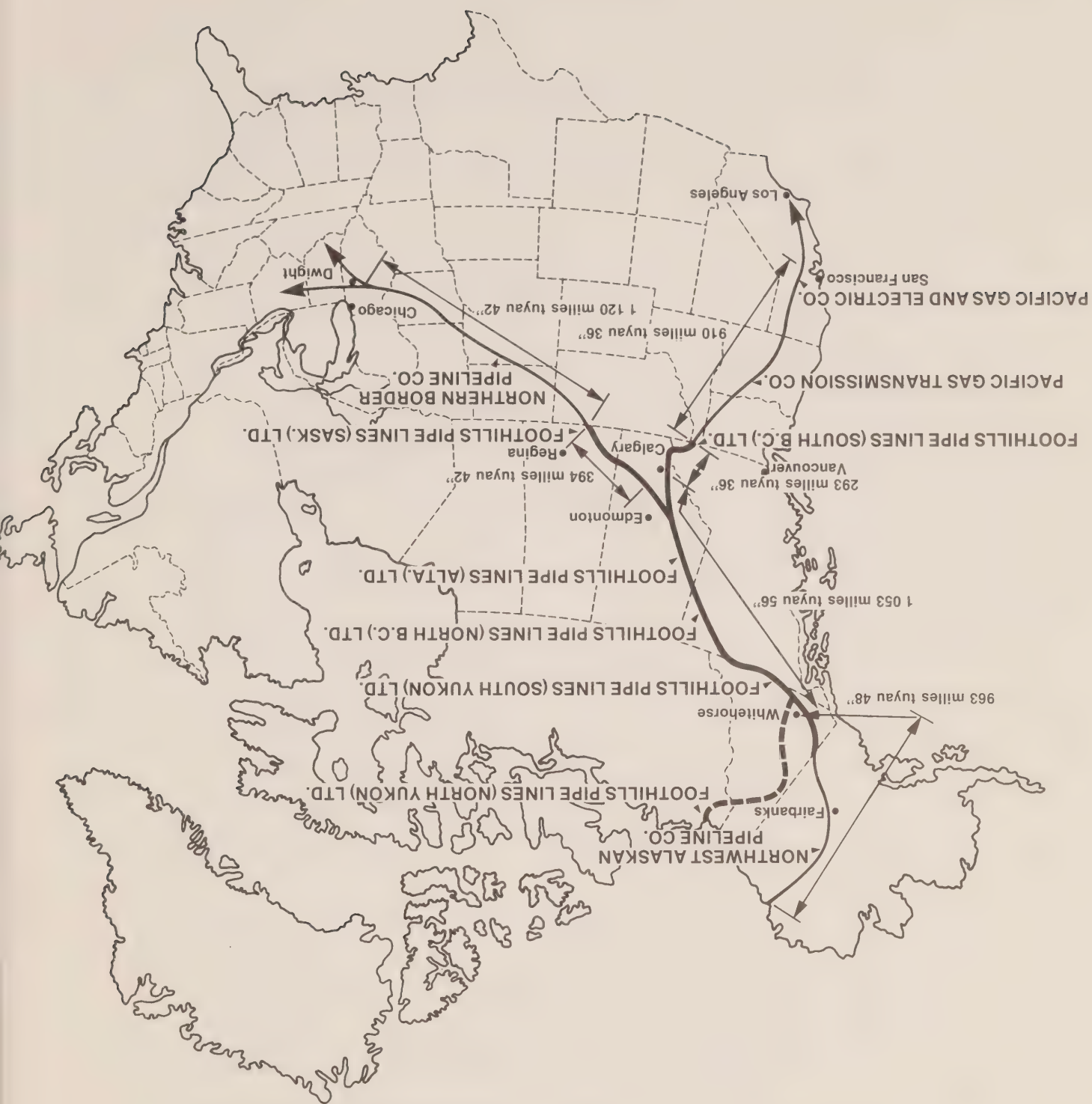
En plus de la création de l'Administration, la Loi donne le pouvoir nécessaire pour mettre en œuvre l'accord, intervenu entre les deux nations le 20



Lac Kiluane, Yukon



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



# Table des matières

1	Création de l'Administration du pipe-line du Nord .....	1
3	Principaux événements relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska .....	3
3	Retards dus aux législatures et aux organismes de réglementation américains .....	3
4	Construction préliminaire des tronçons sud du réseau .....	4
4	Révision des dimensions des tuyaux et des pressions mentionnées dans l'entente .....	4
4	Accords entre la Foothills et le gouvernement canadien .....	4
5	Création du Conseil consultatif du Yukon .....	5
6	Travaux de l'Administration .....	6
6	Consultations avec le public, les groupes d'intérêt particulier et les autres niveaux de gouvernement .....	6
6	Rédaction de conditions socio-économiques et environnementales applicables au groupe Foothills .....	6
7	Examen par les Yukonnais .....	7
8	Autres consultations du public .....	8
8	Conseil consultatif fédéral-provincial .....	8
9	Conseil consultatif du Yukon .....	9
9	Relations avec les autochtones .....	9
10	Plan d'achat .....	10
10	Contrats pour les tuyaux .....	10
11	Plan de recrutement .....	11
11	Travaux techniques .....	11
11	Directives .....	11
12	Soulèvement dû au gel et affaïssissement dû au dégel .....	12
12	Contrôle des bris des tuyaux .....	12
13	Examen technique général .....	13
13	Plans, profils et livres de renvoi .....	13
13	Gestion du projet .....	13
14	Achat de droits sur des terres privées pour l'installation du pipe-line .....	14
14	Landowner Information Booklet .....	14
15	Documentation sur les servitudes .....	15
15	Rôle de réglementation du gouvernement fédéral .....	15
16	Aspect financier .....	16
17	A Rapport du Vérificateur général du Canada .....	17
20	B Description du projet .....	20
21	C Administration du Pipe-line du Nord — Cadres supérieurs et adresses des bureaux .....	21

## Annexes





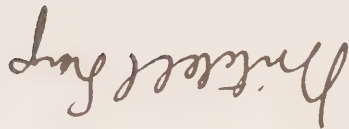
Le 31 décembre 1979

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1979, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

L'honorable Robert R. de Cotret, C.P.  
Ministre responsable de  
l'Administration du pipe-line du Nord  
Ottawa (Ontario)

COUVERTURE—Vue des montagnes Kluane, de la route de l'Alaska

ISBN 0-662-50678-2

N° de cat. C88-1/1979

© Ministère des Approvisionnement et Services Canada 1980

**ADMINISTRATION DU PIPE-LINE  
DU NORD  
RAPPORT ANNUEL  
1978-1979**







ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD  
RAPPORT ANNUEL  
1978-1979

CAI  
NP  
- A56

Government  
Publications

# NORTHERN PIPELINE AGENCY ANNUAL REPORT 1979-1980

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL



Canada



©Minister of Supply and Services Canada 1981

Cat. No. C88-1/1980

ISBN 0-662-51100-X

**COVER** — Lengthening winter shadows on Quill Creek in Kluane National Park, Yukon.

**NORTHERN PIPELINE AGENCY**  
**ANNUAL REPORT**  
**1979-1980**



Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

## Acknowledgements

We wish to thank the following individuals and organizations for permission to use the photographs shown in this report:

Bruce Douglas, Whitehorse, Yukon.  
Alan Ferguson, Research Office, Environmental and Land  
Use Committee Secretariat, Victoria, British Columbia.  
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary, Alberta.  
*Fort Nelson News*, Fort Nelson, British Columbia.  
National Film Board Photothèque, Ottawa, Ontario.  
Onions Photography, Calgary, Alberta.  
Yukon Territorial Government, Whitehorse, Yukon.



December 31, 1980.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending on March 31, 1980, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style with a large initial 'M' and a long, sweeping tail on the 'p'.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

Senator The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,  
Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency,  
Ottawa, Ontario.

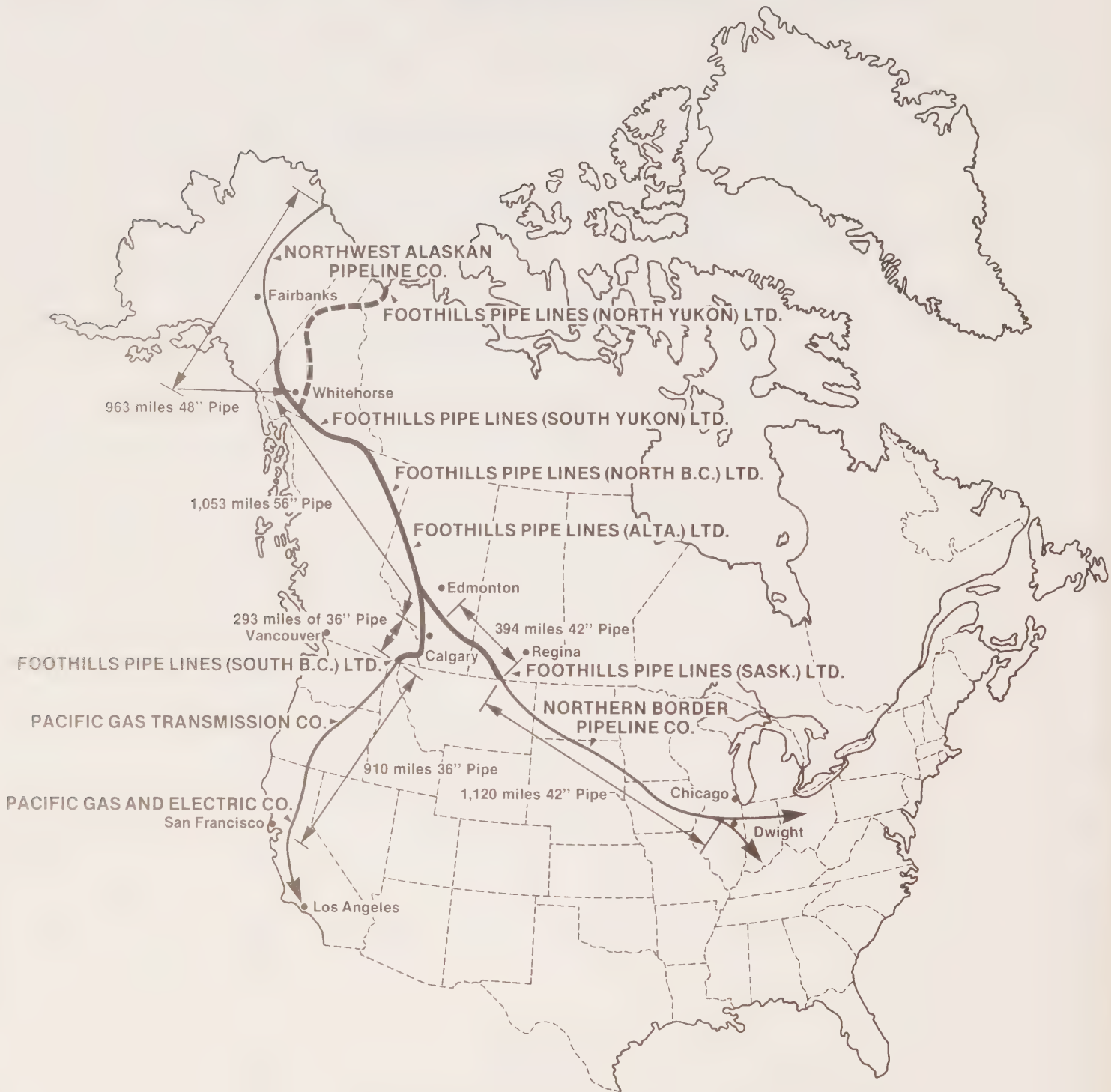


# Table of Contents

	Page
<b>Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
Overview .....	1
Major U.S. Developments .....	1
The Mainline Project.....	1
First-Stage Construction of the Eastern and Western Legs ...	3
Major Canadian Developments .....	3
The Mainline System .....	3
First-Stage Construction of the Eastern and Western Legs ...	4
Parliamentary Surveillance .....	5
The Dempster Lateral .....	5
<b>Operations of the Northern Pipeline Agency .....</b>	<b>6</b>
Introduction .....	6
Ministerial Responsibility for the Northern Pipeline Agency .....	6
Terms and Conditions .....	7
The Review Process .....	7
Environmental Assessment and Review	
Panel for the Yukon .....	8
North B.C. Public Hearings .....	8
Other Public Consultations.....	9
The Yukon Advisory Council .....	10
Federal-Provincial Coordination .....	10
Native Relations .....	11
Procurement Program .....	12
Procurement Contracts .....	12
Manpower Planning .....	13
Transportation and Logistics .....	13
Project Control .....	13
Landowner's Information Booklet .....	13
Plans, Profiles and Books of Reference .....	14
The Federal Regulatory Role .....	14
Engineering Activities.....	14
The Frost Heave and Thaw Settlement Program .....	15
Pipe Fracture Control.....	17
General Engineering Review .....	17
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>18</b>
Financial and Personnel Position .....	18
Official Languages Plan.....	18
<b>Appendices</b>	
A The Role of the Northern Pipeline Agency.....	19
B Report of the Auditor General of Canada.....	20
C Project Description.....	23
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections .....	24
D Northern Pipeline Agency — Senior Officers and Office Locations .....	25



# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



See Project Description for metric measurements.

---

# Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

---

## Overview

---

During the course of 1979-80, intensive and wide-ranging activities were undertaken on both sides of the border by governments, regulatory agencies, sponsoring pipeline companies and Prudhoe Bay producers to resolve the many complex issues that remained outstanding with respect to the planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

These activities were related both to the resolution of issues involving the mainline system — particularly the northern segments of the pipeline in Canada and Alaska and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay — and to the first-stage construction of the southern portions of the pipeline in Canada and the lower 48 states initially for the export of surplus Alberta gas to U.S. markets.

Much of the attention in both countries was focussed on clearing the way for commencement of the first stage of the project with construction in 1980 of the Western Leg, to be followed by building in 1981 of the Eastern Leg. (All necessary approvals for proceeding with the first stage of the project were granted by Canadian and U.S. authorities by August, 1980, and construction on the Western Leg commenced immediately thereafter.)

Substantial progress was made during the fiscal year with respect to many facets of the design, engineering, routing and regulatory provisions for the northern segments of the system in Canada and the United States.

Concerted efforts were also made by the U.S. government, the pipeline sponsor, Northwest Alaskan Pipeline Company, the three main Prudhoe Bay gas producers — Exxon, Sohio and Arco — and

the State of Alaska to come to grips with one of the most challenging of all tasks, the financing of the multi-billion dollar pipeline system and the associated gas conditioning plant to be built in Alaska.

The pipeline sponsor and the producers made considerable strides in developing an agreement on the sharing of costs of some \$500 million or more to complete design and engineering of the Alaska pipeline and conditioning plant.

By the fiscal year's end, they were also moving toward an understanding with respect to development of a workable plan for financing costs of construction of both the Alaskan pipeline and conditioning plant. (The two parties concluded a cost-sharing agreement and issued a Statement of Intention with respect to financing in June, 1980.)

While the entire pipeline system was originally scheduled under the Canada-U.S. Agreement to go into operation by January, 1983, this target was subsequently set back to late 1984 as a result of a number of delays that were encountered earlier. The extensive amount of time required to work out cost-sharing and financing arrangements and to complete design and engineering of the Alaskan system further set back the scheduled date for completion of the entire pipeline to late 1985.

## Major U.S. Developments

---

### The Mainline Project

---

There were a number of significant developments in the United States relating to the over-all Alaska Highway Gas Pipeline Project during the period covered by this report.





On a trip to Prudhoe Bay in September, 1979, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, scans the starting point of the Trans-Alaska Pipeline, which carries oil from the North Slope of Alaska some 800 miles southward to the Port of Valdez. The Alaska Highway Gas Pipeline will parallel the oil line over most of the route to Fairbanks, Alaska, at which point it will swing south-eastward along the Alaska Highway to Yukon.

Late in May, 1979, Congress approved the Limited Re-organization Plan submitted by President Carter, which provided for establishment of an Executive Policy Board and creation of the Office of the Federal Inspector to expedite the project and coordinate the activities of all federal departments and agencies involved. In July, the United States Senate confirmed the appointment of John T. Rhett as Federal Inspector, whose functions are similar in a number of respects to those of the Commissioner of the Northern Pipeline Agency in Canada.

Several outstanding regulatory issues were also dealt with by the responsible U.S. authorities. These issues included the form of the tariff for the transportation of gas to be applied by the various pipeline companies operating the system within U.S. territory. The formula with respect to rate of return on equity to be adopted as an incentive to the pipeline companies to hold down capital costs and the general routing of the pipeline through Alaska, together with the design pressure and diameter to be adopted, were also determined.

Overshadowing all of these and other developments, however, was the critical, unresolved problem of financing construction of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay and the 1,180-kilometer (730-mile) pipeline from the North Slope of Alaska to the Yukon border.

In his Decision and Report to Congress of September, 1977, President Carter ruled that the entire project must be privately financed. At the same time, he maintained that, as major beneficiaries of the project, both the Prudhoe Bay gas producers and the State of Alaska should participate in the funding of the Alaskan segment of the system.

Over a period of several months following submission of the President's Decision and Report and its subsequent approval by Congress, virtually no progress was made in resolving the financial role to be played either by the producers or the State. Furthermore, only a limited number of agreements had been concluded for the sale of Prudhoe Bay gas to U.S. shippers for distribution in markets in the lower 48 states. No work was underway to complete the final design and engineering of the large and complex conditioning plant to be built at Prudhoe Bay. In addition, the producers were strongly contesting an initial decision by the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) that would require them to absorb most of the costs of conditioning the gas prior to its delivery to the pipeline system.

A speech made in Kansas City by President Carter on July 16, 1979, the day after he had outlined proposals for a major new national energy program, marked a significant turning point of events. Underlining the importance to the United States of gaining



access to its substantial gas reserves at Prudhoe Bay in order to reduce the nation's reliance on uncertain supplies of foreign oil, the President asserted that the North Slope producers had "dragged their feet" in providing the financial assistance that was required to build the pipeline. "I have," he said, "instructed the Secretary of Energy to call them in and get them going and I will insist personally that this gas pipeline be built without further delay."

The statement by President Carter was followed by several months of intensive discussion between the Secretary of Energy and his officials and representatives of the pipeline sponsor in Alaska, the three major Prudhoe Bay producers, and the State of Alaska. These discussions centred on a variety of proposals put forward by the producers and alternative approaches suggested by a consultant retained by the Department of Energy to seek the development of an agreement acceptable to all parties concerned. At issue were such complex questions as the respective roles to be played by the pipeline sponsor and the producers in the management of the project and their relative share of equity, and the sharing of additional expenditures required to complete studies in order to establish final design and engineering of the Alaskan pipeline and conditioning plant. Other issues under consideration included the determination of final design costs of the system, the allocation of costs of conditioning the gas between the producers and shippers/consumers, and the nature and extent of debt financing that might be provided by the producers. Although progress was made in dealing with these issues as a result of the meetings held under the aegis of the U.S. Department of Energy, no final resolution had been arrived at by the end of the fiscal year.

---

### **First-Stage Construction of the Eastern and Western Legs**

---

Although the Federal Energy Regulatory Commission in June, 1978, conditionally approved the import of 1.04 billion cubic feet ( $29.5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) a day of Canadian gas by Northwest Alaskan through first-stage construction of the southern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline, a number of regulatory questions relating to construction of the Western and Eastern Legs of the system in the United States and the importation of the Canadian gas remained to be settled by the FERC.

In April, 1979, the Commission ordered that hearings related to the pre-building of the Western Leg of the system to California and the Eastern Leg to the U.S. Mid-West be undertaken on an expedited basis. In January, 1980, the FERC approved construction of a portion of the Western Leg in the United States,

looping of 258 kilometers (160.5 miles) of the Pacific Gas Transmission pipeline from the border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. The Commission deferred ruling on a proposal to transmit the Canadian gas from Stanfield to southern California through the so-called Western Delivery System, which involved trans-shipment through expansion of the existing pipeline systems operated by Northwest Pipeline Corp. and El Paso Natural Gas. Hearings continued on issues relating to the Eastern Leg, but no final decision by the FERC was made by the end of March, 1980.

---

## **Major Canadian Developments**

---

---

### **The Mainline System**

---

The primary focus by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. and its segment companies during the year was directed toward planning for first-stage construction of the Western and Eastern Legs of the pipeline in 1980-81 for the purpose of initially exporting surplus Canadian gas to the United States. At the same time, however, Foothills continued design, engineering and other activities related to the second-stage construction in Canada of the northern segments of the project in line with the revised timetable dictated by the further delays encountered in the United States.

While much of the attention of the Northern Pipeline Agency continued to be centred on development of the socio-economic and environmental terms and conditions which would apply to the planning, construction and operation of the pipeline across Canada by the Foothills companies, several other related regulatory issues were also considered by the National Energy Board (NEB).



Surveying and clearing of a 2-metre line along the southern boundary of the proposed pipeline right-of-way in Yukon to determine the final routing. Maureen Jensen (far right), Foothills' Community Relations Co-ordinator, discusses progress with the survey crew.

Through an order issued in April, 1979, the Board provided for a series of public hearings to be held on a number of aspects of the project. The hearings addressed the question of tolls and tariffs to be charged by Foothills for the transmission of Alaskan gas over the Canadian system and the earlier transmission of Alberta gas through the southern segments, the establishment of a rate of return formula on equity designed to provide an incentive for minimizing construction costs, and the financeability of the project in Canada.

---

### First-Stage Construction of the Eastern and Western Legs

---

In its report of July, 1977, on *Reasons for Decision: Northern Pipelines*, the National Energy Board proposed that consideration be given to the possibility of "pre-building" the southern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada and the United States moderately in advance of the remainder of the project so as to provide a means for the export of a small surplus of Canadian gas of some 800 billion cubic feet (bcf) ( $22.66 \times 10^9 \text{ m}^3$ ).

The volume of gas surplus to Canadian requirements was considered then as very limited and temporary. For this reason, the Board advocated that the gas exports be swapped for later supply to Canada of an equivalent volume of Alaskan gas.

Following a further series of hearings on Canadian natural gas supply and requirements that was held in the fall of 1978, the NEB issued a report in February, 1979, which concluded that by its most stringent test — that of current deliverability — Canada had a surplus of gas available for export of some 2 trillion cubic feet (tcf) ( $56.65 \times 10^9 \text{ m}^3$ ). During the summer of 1979, the Board considered applications for the export of gas by several companies. Included among these applications was the proposal by Pan-Alberta Gas Ltd. for the export of 4.9 tcf ( $138.8 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) through the proposed pre-building of the southern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline. Pan-Alberta's submission was part of a joint application filed along with TransCanada PipeLines Ltd. and Consolidated Natural Gas Ltd., two previously competing applicants. This joint application followed an agreement reached between three major Canadian petroleum interests in support of the first-stage construction of the Western and Eastern Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline. These were TransCanada, Dome Petroleum Ltd., which earlier had acquired a controlling interest in TransCanada, and the Alberta Gas Trunk Line Company (now known as Nova, An Alberta Corporation), one of two principal supporters of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

In a report issued on December 6, 1979, the NEB authorized the combined export by the 10 applicant companies of 3.75 tcf ( $106.2 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) out of the total of 4.5 tcf ( $127.5 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) which it concluded had become surplus to domestic requirements because of a significant increase in the volume of Canada's established reserves.

While the Board approved the export through the southern segments by Pan-Alberta of 1.8 tcf ( $51 \times 10^9 \text{ m}^3$ ), nearly half of the total authorized for sale to the United States, this was considerably less than the 4.9 tcf ( $138.8 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) sought by the company. Foothills, together with the U.S. sponsors of the Western and Eastern Legs, were quick to contend that the volume of gas approved for export through these segments was insufficient to finance their construction in view of continuing uncertainties as to when the remainder of the system would be completed and Alaskan gas would begin to flow.

Early in 1980, Pan-Alberta and Foothills made a number of submissions to the NEB with respect to requirements they considered had to be met in order to enable first-stage construction of the southern segment of the pipeline to be successfully financed. Pan-Alberta, for example, sought approval for the additional export through the Eastern and Western Legs of some 500 bcf ( $14.16 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) from the surplus previously identified by the Board but not allocated in its decision of December 6, 1979. With the support of the other two companies, Foothills also applied for permission to have part of the gas — some 450 bcf ( $12.75 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) — previously allocated to Consolidated Natural and ProGas Ltd. for export to the United States through expansion of TransCanada facilities, transmitted instead through the Eastern Leg.

Many of the issues raised by Pan-Alberta and Foothills were still under consideration by the end of the fiscal year. In a report issued on March 11, 1980, however, the National Energy Board recognized in principle that additional throughput of Canadian gas via the pre-build facilities and acceptance of special depreciation provisions were essential to obtaining financing for the building of the Eastern and Western Legs of the project.

Meanwhile, another broader and more fundamental issue involving the first-stage construction of the southern segments of the pipeline in Canada and the United States was beginning to take shape during the latter part of the fiscal year.

The bilateral agreement between Canada and the United States of September, 1977, and the implementing legislation subsequently passed in the two countries, essentially provided for the construction of an Alaska Highway Gas Pipeline to transport Prudhoe Bay gas to southern U.S. markets. The Agreement also provided for the building of a connecting lateral to enable Canada to gain access to its own reserves in the Mackenzie Delta.



It was never considered that pre-building of the southern segments of the line initially for the export of Canadian gas was precluded by the bilateral agreement or the implementing legislation. But the proposal as originally advanced by the National Energy Board envisaged that construction of this part of the project would take place only moderately in advance of the remaining northern sections of the pipeline and would provide only for the short-term export of a relatively small volume of Canadian gas. This conception was reflected in Condition 12 of Schedule III of the *Northern Pipeline Act* approved by Parliament in April, 1978. Among other things, this Condition required Foothills to establish to the satisfaction of the NEB and the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency that financing had been obtained for the whole of the pipeline in Canada before commencement of construction was authorized.

During the months that followed these events there were two major changes in circumstances. First, the scheduled date for completion of the entire system provided for in the bilateral agreement of January, 1983, had been set back to late 1985 as a result of the delays encountered in the United States. Second, the volume of surplus Canadian gas available for export had increased by nearly six-fold over that originally estimated by the NEB.

As a consequence of these two interrelated factors, an early start of first-stage construction of the southern segments came to assume substantially greater importance. It was seen as a means of facilitating construction of the entire pipeline, one which would also yield major economic benefits to Canada in terms of capital investment, employment, producer and government revenues, and balance of payments inflows. At the same time, however, the



View from a helicopter of the disused Haines-Fairbanks pipeline right-of-way, north of Kluane Lake. Survey work in March, 1980, confirmed that the Alaska Highway Gas Pipeline will follow this right-of-way for much of the route along the Kluane Ranges.

very delays that arose in the United States as a result of the complex issues to be resolved there, created continuing uncertainty with respect to the expeditious completion of the entire project. This, in turn, made it impossible for Foothills to obtain financing for the whole line in Canada, as then required under the Act, before first-stage construction of the southern portions of the system was scheduled to commence. As the fiscal year came to an end, therefore, the dominant question that was emerging with respect to first-stage construction of the Eastern and Western Legs from Canada's perspective was the degree of assurance available from the United States on the timely completion of the second stage of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in Alaska.

---

## Parliamentary Surveillance

---

In April, 1978, the House of Commons took an unprecedented step in establishing a Standing Committee on Northern Pipelines for the specific purpose of maintaining continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. In the same year, the Senate established a Special Committee on the Northern Pipeline for a similar purpose.

During the course of 1979-80, both committees met several times to receive testimony and question witnesses involved in the Alaska Highway Gas Pipeline Project, including the responsible Minister and officials of the Northern Pipeline Agency, members of the National Energy Board, and officers of the companies sponsoring construction of the pipeline in Canada and the United States.

---

## The Dempster Lateral

---

In keeping with an agreement made in May, 1978, with the Canadian government, Foothills (Yukon) filed an application with the National Energy Board shortly before the deadline of July 1, 1979, for permission to build and operate the proposed Dempster Lateral. This 1,200-kilometre (746-mile) pipeline would provide access to the 5.3 tcf ( $150.1 \times 10^9$  m<sup>3</sup>) of established gas reserves in the Mackenzie Delta area of the Northwest Territories, connecting with the main line of the Alaska Highway Gas Pipeline at a point just west of Whitehorse in the Yukon Territory. The bilateral agreement between Canada and the United States provides for capacity of up to 1.2 billion cubic feet ( $34 \times 10^6$  m<sup>3</sup>) a day to be made available for the transmission of Delta gas to southern markets through the main pipeline system.



---

# Operations of the Northern Pipeline Agency

---

---

## Introduction

---

The Northern Pipeline Agency has continued to be active during its second year of operations in laying the groundwork for the planning and construction in Canada of the Alaska Highway Gas Pipeline.

In particular, the Agency's attention has been focussed on the following areas:

- finalization of the socio-economic and environmental terms and conditions and their submission to the Department of Justice for drafting in legal form;
- review of socio-economic, environmental and technical submissions by the Foothills segment companies detailing the measures they will take to meet the requirements of the terms and conditions and engineering orders; and
- widespread consultation with the general public, special interest groups, and provincial and territorial governments.

The *Northern Pipeline Act* requires the Agency to take into account local and regional interests and the interests of residents, particularly native people, in the vicinity of the pipeline route. Working towards this objective, the Agency conducted public hearings in British Columbia, undertook field work in northern British Columbia and Yukon to better inform residents about the project, and held quarterly meetings with provincial and territorial governments to keep them apprised of project developments.



Members of the Executive Committee in the Northern Pipeline Agency's main operational office in Calgary reviewing plans for the Alaska Highway Gas Pipeline Project. From left to right are: William A. Scotland, Deputy Administrator and Designated Officer; A. Barry Yates, Deputy Administrator; Harold S. Millican, Administrator; and Carl von Einsiedel, Executive Secretary, Operations.

---

## Ministerial Responsibility for the Northern Pipeline Agency

---

On June 5, 1979, the Honourable Walter Baker succeeded the Honourable Allan MacEachen as the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, following the formation of the Conservative government by Prime Minister Clark. On October 2, 1979, responsibility for the Agency was transferred to Senator the Honourable Robert R. de Cotret. Following the election of the Liberal government in February, 1980, Senator the Honourable H. A. (Bud) Olson was appointed on March 3, 1980, as Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

---

## Terms and Conditions

---

The development of socio-economic and environmental terms and conditions to apply to the segment companies of Foothills (Yukon) licensed to build the pipeline in Canada has formed a major part of the Agency's activities since its inception.

These documents establish in general terms the standards of performance which must be achieved during construction and operation of the pipeline by the Foothills' Group of Companies. Upon approval by the Governor in Council, the terms and conditions are attached to the certificates granted to Foothills by Parliament to build the pipeline and become legally binding.

The terms and conditions were developed from initial first drafts, released in May, 1978, through a subsequent process of consultation and review with provincial and territorial governments, various federal departments, public interest groups and the Foothills' Group of Companies. As well, they take account of submissions made by various groups and individuals during public hearings in the Yukon and British Columbia. During the fiscal year, the terms and conditions were finalized by the Agency and submitted to the Department of Justice for drafting in legal form.



Reserve of Doig Indian Band, which is close to pipeline route in northeastern British Columbia.

Terms and conditions have been prepared for all segments of the pipeline — Alberta, South B.C., Saskatchewan, North B.C., Yukon — and for the short Swift River segment which, although in North B.C., will be constructed by Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.

Environmental guidelines were also developed by the same consultative process to provide more precise direction to the company in the planning, design and construction of the pipeline. With the exceptions of Alberta and Saskatchewan, guidelines were prepared for each of the segment areas through which the pipeline will pass. The environmental standards and practices ordinarily required in these two provinces by provincial authorities will apply to the Foothills companies. As these standards and practices are well understood by government and industry, it was not felt necessary to spell them out further through additional guidelines.

---

## The Review Process

---

Under the *Northern Pipeline Act*, the company is required to submit for Agency approval socio-economic and environmental plans outlining how it intends to implement certain terms and conditions. Among other things, these terms and conditions require the company to: consult and inform interested parties on the construction of the pipeline; provide training and employment opportunities for native people and women; minimize adverse environmental impact; and implement surveillance, monitoring and inspection procedures.

During the year, the Agency began the review of the socio-economic and environmental plans and supporting information, which included consultants' reports, engineering data and an environmental atlas, submitted by the Foothills' segment companies for the Western Leg of the pipeline in Alberta and southern British Columbia. By the end of the fiscal year, the Agency had specified the plan requirements for construction of the southern segments of the pipeline and had begun the review of the Environmental Plans and Procedures Manuals for Alberta and South B.C.

The plan review process comprises three stages. Initially, the company, the Agency and the concerned provincial or territorial government meet to discuss the content and degree of detail required for a particular plan. The company subsequently prepares a draft document for the Agency's review. Other interested groups may be invited by the Agency to take part in the review and meetings held with the company to discuss the submission. Through this process, the Agency seeks to resolve any conflicts that may arise and, where necessary, to arrive at a balance which will best serve the public interest.



Following such rounds of discussion, which may result in subsequent revisions, the plan is formally submitted to the Agency by the company. At this stage, the document is made available to the general public for comment. Any comments received from the public are then taken into account by the Designated Officer before determining whether any further revision is required to the plan before its final approval.

During the fiscal year, Foothills Pipe Lines (North B.C.) submitted an initial document outlining environmental considerations to the British Columbia Environment and Land Use Committee. As the provincial environmental requirements fulfill some of the terms and conditions under the *Northern Pipeline Act*, the Agency also reviewed the document. Similarly, the Agency reviewed an Environmental Overview submitted by Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. to the Saskatchewan government.

---

### **Environmental Assessment and Review Panel for the Yukon**

---

In March and April, 1979, public hearings were conducted jointly in the Yukon on behalf of the Northern Pipeline Agency and the Federal Environmental Assessment Review Office to consider the Agency's proposed socio-economic and environmental terms and conditions and the company's Environmental Impact Statement. Also represented at the hearings were the Yukon Territorial Government and the Department of Indian Affairs and Northern Development in recognition of the fact that

government has a responsibility to minimize adverse impacts which are beyond the control of the company.

Following the conclusion of the Yukon public hearings, the Environmental Assessment and Review Panel submitted an interim report to the Minister of the Environment in September, 1979, detailing areas in which the Environmental Impact Statement provided by the company was considered to be deficient.

The report called on Foothills to provide additional information with respect to such issues as frost heave and thaw settlement, major stream crossings, access roads, and the preferred route of the company in four particular areas — the Ibex Pass, Mt. Michie-Squanga Lake, Kluane Lake and Rancheria Valley.

At year's end, discussions were being held among the three parties involved in an effort to determine how Foothills could best meet the requirements of the Panel for additional information without involving it in unnecessary duplication of effort in providing a great deal of similar information to the Agency in response to its terms and conditions or technical requirements.

---

### **North B.C. Public Hearings**

---

On behalf of the Agency, W. Winston Mair, a private consultant with a broad background of experience in the matters under consideration, pre-



Members of Lower Post Reserve making a presentation at the public hearings into the proposed socio-economic and environmental terms and conditions held in late 1979 in northeastern British Columbia.



sided over a series of public hearings that were held from mid-November to mid-December, 1979, to receive the views of a number of groups and individuals on the proposed socio-economic and environmental terms and conditions to be applied to planning and construction of the pipeline in British Columbia. In all, a total of 15 hearings were held in northern British Columbia communities and one at Grasmere in southern B.C. During the hearings, Mr. Mair was assisted by members of the Agency, including Walter Gryba, Manager of the Socio-Economic Division; David Westworth, Senior Environmental Scientist; and Michael Robinson, Socio-Economic Assistant, who served as hearings' secretary.

The Union of British Columbia Indian Chiefs (UBCIC) was a major participant in the public hearings. With the financial assistance of the Department of Indian Affairs and Northern Development, the Union prepared an extensive submission to Mr. Mair on the projected impact of the pipeline on lands traditionally used by Indian people along the proposed route for hunting, fishing and trapping, as well as the impact of previous economic development. In addition, representatives of the Union also made presentations on local concerns during hearings at a number of Indian reserves.



Colin Griffiths, Planner (left) and Donald Edwards, Alderman (right), represent the village of Fort Nelson at public hearing held there in late 1979.

The Women's Research Centre of Vancouver, which was commissioned by the Agency in February, 1979, to undertake a study on the concerns of women in Fort Nelson and Whitehorse on the possible impact of the pipeline project on them and their families, outlined its conclusions in a submission to Mr. Mair during the hearings. The findings of the study conducted by the Centre were

published in a December, 1979, report entitled *Beyond the Pipeline*.

On February 15, 1980, Mr. Mair submitted a report to the Honourable Mitchell Sharp, Commissioner of the Agency, outlining the major concerns expressed during the course of the hearings and presenting his recommendations for dealing with them. Although few concerns were raised with respect to the draft terms and conditions as such, some modification was subsequently made in them to take account of those that were brought forward. The report of the Presiding Officer proposed adoption of a number of specific measures relating to the way in which the terms and conditions should subsequently be implemented. It also contained a number of recommendations aimed at countering adverse impacts of development generally and of the pipeline in particular. While a number of these proposals involved actions that were beyond its own authority, the Agency undertook to bring them to the attention of the appropriate federal and provincial departments for their consideration.

---

### Other Public Consultations

---

Following similar efforts launched earlier in Yukon, the Northern Pipeline Agency in 1979-80 appointed a field representative in northern British Columbia to assume the responsibility of informing residents in communities along the pipeline route about the nature of the project and the Agency's particular role in relation to it. These informational activities, which complemented those being undertaken by Foothills, were supplemented through periodic meetings by senior officials of the Agency with representatives of regional and local governments, institutions, organizations and individuals.

In September, 1979, the Honourable Walter Baker, then Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, toured northern British Columbia and Yukon. In Fort Nelson and Fort St. John, the Minister met with local community leaders to discuss the project and elaborate on the government's position. At a breakfast meeting in Fort St. John, the Minister announced that an advisory council would be appointed for northern British Columbia and that this council would provide another important means of ensuring the Agency and the Minister were aware of local concerns and aspirations in relation to the project. In Whitehorse, the Minister also met with the Yukon Advisory Council, Yukon Government Cabinet, the Council for Yukon Indians, and the President of the Yukon Conservation Society, Nancy McPherson.

Two other major events took place with respect to socio-economic regulation of the pipeline project in Yukon. In January, representatives of Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd., the Yukon government,

and the Agency conducted information seminars in communities along the pipeline route. Research reports prepared for the company on inflation, immigration and camp-community interaction were presented and the respective roles of the Northern Pipeline Agency and the Yukon government discussed with participants at the public meetings.

In addition, a Northern Business Briefing was held in February, 1980, co-sponsored by the Whitehorse Chamber of Commerce and Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd. Barry Yates, a Deputy Administrator of the Agency, outlined the role and objectives of the Agency regarding procurement, small business opportunities, and local hiring practices. The participants spent the remainder of the day questioning contractors, union representatives, Foothills staff and Agency officials about potential business activities during pipeline construction.

---

### The Yukon Advisory Council

---

Throughout the year, Yukon Advisory Council members concentrated their efforts on learning the many aspects of the Alaska Highway Gas Pipeline Project and its implications for the Yukon. Eight members were appointed for a two-year term in February, 1979, to advise the Minister on potential impacts from pipeline construction and on

ways to maximize social and economic benefits to local residents.

The Chairman and Vice-Chairman were appointed for one-year terms. During the period covered by this report, Donald Roberts served as Chairman of the Council and Raymond Jackson served as Vice-Chairman. The other members of the Council were: Cliff Geddes, Joanne Linzey, Wayne Palmer, Dale Stokes, Robert Stubenberg, and Charles Taylor.

Presentations were heard by the Council from community interest groups, the Yukon government, the Northern Pipeline Agency, Foothills and others on a wide range of issues. These issues included provision of natural gas to communities along the pipeline route and the problems presented by permafrost for pipeline construction. The Yukon Advisory Council also considered the controversial matter of routing through the environmentally-sensitive areas of the Ibex Pass and Mt. Michie-Squanga Lake areas. In order to gain a clearer understanding of the technical aspects of the project, the Council members also toured the gas production and pipeline construction sites of Westcoast Transmission Company Limited near Fort Nelson, B.C.

---

### Federal-Provincial Coordination

---

While in Whitehorse on September 6, 1979, the Honourable Walter Baker, Minister responsible for



The Hon. Walter Baker, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, signing the Canada-Yukon Memorandum of Agreement on non-discriminatory taxation and general co-operation on the pipeline during a visit to Whitehorse in September, 1979. Standing behind the Minister are (from left to right): Hon. Chris Pearson, Government Leader of Yukon Territorial Government; Hon. Ione Christensen, Commissioner of Yukon; and Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency.



the Northern Pipeline Agency, and Yukon Commissioner Ione Christensen signed the Canada-Yukon Memorandum of Agreement on the Alaska Highway Gas Pipeline Project. This was the first agreement concluded with respect to such matters as non-discriminatory taxation and general co-operation on the pipeline. The Federal-Territorial Agreement also makes provision for the payment of a property tax to the Territorial Government to a maximum of \$30 million annually, escalated for inflation, in the year after leave-to-open is granted. Similar agreements covering non-discriminatory taxation and general co-operation are expected to be concluded with the provinces of Saskatchewan, Alberta and British Columbia.

---

## Native Relations

---

The channels of communication established between the Northern Pipeline Agency and native groups in 1978-79 were maintained throughout this

project to obtain maximum job and business opportunities from pipeline construction for native people and to mitigate potentially adverse impacts.

The Champagne-Aishihik Band in Yukon continued an active interest in the project, assisting in the compilation of a traditional land and resource-use inventory for the area it represents along the pipeline route. Early in 1980, the Band submitted bids to Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd. and obtained a sub-contract for slashing and clearing of the southern boundary along the northern portion of the pipeline route in the Yukon. Chief of the Champagne-Aishihik Band, Raymond Jackson, is also Vice-Chairman of the Yukon Advisory Council.

The Council for Yukon Indians has, as a matter of general policy, declined to participate in discussions involving the interest of native people and the pipeline project until their land claim negotiations with the federal government have been successfully concluded. The Council has, however, raised no objection to individual bands working with the Northern Pipeline Agency. In addition, the Council



Presiding Officer, W. Winston Mair (centre) listening to members of West Moberly Band at a meeting held in a teepee during North B.C. hearings into the proposed socio-economic and environmental terms and conditions.

fiscal year. Under the terms of the *Northern Pipeline Act*, the Agency is directed to give special consideration to the interests of native people.

The principal and most significant involvement of native people in the project was the full participation of the Union of British Columbia Indian Chiefs (UBCIC) in the British Columbia public hearings. Two major presentations were also made by the Louis Riel Métis Association.

In southern British Columbia, the Kootenay Indian Area Council and the UBCIC made presentations at the public hearing in Grasmere. The Council also worked with the Agency and Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. in planning for the

itself has cooperated with the Agency on certain matters of specific interest to native people. In August, 1979, the Council for Yukon Indians submitted its report, *A Trapper Compensation Model*. This is an extensive study which proposes and details a compensation plan for loss of livelihood resulting from pipeline construction. The Council also met with Mr. Baker, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, during his visit to Whitehorse in September, 1979.

The Indian Association of Alberta, and the Métis Association of Alberta, made recommendations to the Agency with respect to the further involvement of native people in economic activities related to the



project. These recommendations were supported by several Indian Bands and Métis colonies, which expressed their interest in job opportunities and small business contracts arising from pipeline construction.

---

## Procurement Program

---

Toward the end of 1978-79, Foothills submitted a draft procurement program. This program was revised during 1979-80 to take account of views expressed by the United States Administration, the Office of the Federal Inspector, and the company itself. Extensive discussion also took place between officials of the Agency and the U.S. government regarding reciprocal arrangements for exchanging information on procurement for the pipeline in both countries of certain designated items.

Under the terms of the *Northern Pipeline Act*, Foothills is required to design a program for procurement that ensures Canadians have a fair and competitive opportunity to participate in the supply of goods and services on generally competitive terms for the pipeline. The company is obligated to obtain the greatest practical domestic input into the project and to ensure that maximum advantage is taken of the opportunities presented by the project to broaden the Canadian industrial base and to foster technological research and development.

The legislation provides for the prior approval by the Designated Officer of the Agency for the procurement of certain major components for the system, which are referred to as designated items. These designated items are expected to include: line pipe of 36-inch (914 mm) diameter and larger, turbo-compressors, and valves and pipe fittings of 20 inches (508 mm) and larger in diameter.

Foothills (Yukon) has complied with the requirement to seek ministerial approval for all purchases in excess of \$100,000 foreign and \$500,000 domestic pending approval of the procurement program. To date, the company has endeavoured to follow the policies and objectives set forth in the draft program. Upon approval of the program, Foothills is required to seek approval only on designated items. (Approval of the procurement program was given by the Minister in August, 1980.)

---

## Procurement Contracts

---

Negotiations by Foothills continued throughout the fiscal year with the Steel Company of Canada (STELCO) and Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd. (IPSCO) for the supply of 1.5 million tons of pipe valued in excess of \$2 billion.

Foothills also received Agency approval to negotiate contracts for turbine compressor packages, valves and fittings required for the proposed construction in 1980-81 of the Western and Eastern Legs of the project in southern Canada. Contracts will be negotiated with Westinghouse Canada Ltd. and Cooper Rolls Corporation for the supply of approximately \$25 million of turbo-machinery required for the Eastern Leg. The valves and fittings required for the southern segments are estimated at a value of \$10 million. The Canadian manufacturers of valves and fittings selected by Foothills include: Rockwell International of Canada Ltd. of Barrie, Ontario; Borsig Hartmann Valve Ltd. of Calgary, Alberta; C.A.E. Machinery Ltd. of Vancouver, British Columbia; Uniracor Ltd. of Bécancour, Quebec; EPG Taylor Forge Division of Hamilton, Ontario; and Steel-Flo Industries of Turner Valley, Alberta. United States firms selected by Foothills were Cameron Iron Works Ltd. of Houston, Texas, and ITT Grinnell of Oakland, California.

During 1979, Foothills awarded contracts for the equipment and construction of a burst-test research facility at Rainbow Lake, Alberta. The facility, constructed at a cost of \$8 million, is the most technologically advanced of three research establishments in the world currently capable of this type of testing. Two tests on pipe of 1422 mm diameter (56 inches) and 1067 mm (42 inches) were completed during the fiscal year.



Welding of the instrumented pipe, which will measure fracture speed, gas decompression behaviour and deflection of steel, at the burst-test facility, Rainbow Lake, Alberta. Installed by Foothills, this is only the third such facility in operation in the world and is the most modern. The burst-test facility, initiated as a result of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, was completed in December, 1979.

---

## Manpower Planning

---

In accordance with the *Northern Pipeline Act*, Foothills is required to develop a manpower plan for the construction and operation of the pipeline. The plan is intended to demonstrate how the company proposes to achieve the objectives of the Act in the area of manpower planning for the project. The primary purpose of the plan is to detail the means the company intends to adopt so as to ensure that the maximum possible use is made of Canadian labour in the planning, construction and operation of the pipeline.

The company has now forwarded two drafts of the plan, which have been reviewed and analysed by officials of the Canada Employment and Immigration Commission and the Northern Pipeline Agency. The complete manpower plan will consist of six volumes:

- Section I — Construction Phase (south of 60°N.)
- Section II — Construction Phase (Yukon portion)
- Section III — Operation and Maintenance
- Appendix I — Entry Requirements
- Appendix II — Manpower Supply
- Appendix III — Manpower Requirements

During the fiscal year, Foothills forwarded drafts of Section I and Appendices I, II and III. These volumes address the issues of entry requirements, labour supply and source, manpower demand, training, affirmative action plans for women and native people, employment and training information, recruiting procedures and local hire, mobility and a reporting system. The Agency agreed that in the interests of time, the issue of "mobility" may be addressed in a separate document, and the issue of "affirmative action" in separate plans for each segment. (Approval of Section I and the attached appendices was subsequently granted by the Minister in July, 1980, for construction of the Western Leg only.)

---

## Transportation and Logistics

---

Agency staff members worked closely during 1979-80 with their counterparts in the federal, provincial and territorial governments and with the operating companies to determine the capacity of the existing transportation systems to accommodate project demands. Possible areas of constraint in road, rail and air transportation routes were identified so that they might be taken into account in the logistics plans being developed by the Foothills' Group of Companies.

Discussions on northern transportation were held with officials of the State of Alaska in July and August to learn from their experience during construction of the Alyeska oil pipeline in the mid-seventies. The Yukon and British Columbia hearings also brought to light many of the local residents' concerns about increased traffic flows from pipeline construction.

In addition, Foothills' strategic logistics plans and preliminary support documents were reviewed on an on-going basis.

Through this continued consultation with representatives of the provincial and territorial governments, the federal Department of Public Works and representatives of Foothills, the Agency played an important role in providing information needed by government to plan for expanded or new facilities and information required by the company to ensure minimal disruption of present transportation systems.

---

## Project Control

---

Northern Pipeline Agency staff members worked with Foothills employees over the year to develop a reporting system on scheduling and cost control measures for the project. A work breakdown structure, in which all of the major elements of construction are identified in terms of region, time and cost estimates, is required by the Agency to ensure to the greatest extent possible that the pipeline is built on schedule and within the budget in the interest of all Canadians.

The establishment of effective control procedures is particularly important for Canada. In keeping with a provision in the bilateral agreement, a major share of the cost of transporting Canadian gas through the Dempster Lateral between Whitehorse and Dawson, Yukon, is to be borne by the United States. The exact proportion depends on the total cost of the main pipeline system in Canada in relation to original cost estimates (after escalation to take account of inflation) and the proportion of Canadian gas carried in the trunk line.

---

## Landowner's Information Booklet

---

On February 18, 1980, Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. commenced service of the Landowner's Information Booklet to those who would be affected by construction of the Western Leg in southwestern Alberta. This was the first substantial right-of-way activity in connection with the Alaska Highway Gas Pipeline Project and was the prelude to negotiations



for pipeline right-of-way. (Distribution of the Landowner's Information Booklet in southern British Columbia was begun in April, 1980.)

The Landowner's Information Booklet is designed to acquaint property owners with the project, its sponsors, and the Northern Pipeline Agency. Maps in the booklet describe the overall pipeline route and identify the proposed location of the pipeline on each property. The land acquisition procedure to be followed, as well as the rights of the property owner in this process, are also clearly described.

The booklet was prepared by the company and determined to be suitable in format by the Designated Officer on October 31, 1978.

In early March, 1980, procedures were developed for dealing with any route objections that were raised following the service of the Landowner's Information Booklet under the provisions of the *Northern Pipeline Act*.

---

## Plans, Profiles and Books of Reference

---

On November 22, 1979, two Plans, Profiles and Books of Reference covering 11 kilometers (7 miles) of the pipeline route in northeastern British Columbia and adjacent to the British Columbia-Alberta border were reviewed by Agency staff and given qualified acceptance.

Under the requirements of the *National Energy Board Act*, the company is required to submit Plans, Profiles and Books of Reference for the approval by the Designated Officer before construction of any part of the pipeline can commence.

In an effort to ensure that appropriate and timely action can be taken, close liaison was maintained between the company and the Agency staffs to define the details and information to be contained in these documents.

---

## The Federal Regulatory Role

---

The *Northern Pipeline Act* authorizes the Governor in Council to transfer to the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency the regulatory powers of other federal departments and agencies that involve the planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in Canada. The intention of this provision is to establish the Agency as the 'single window' in exercising most of the authority at the federal level that is applicable to the project so as to co-ordinate and facilitate the whole regulatory process. In keeping with this objective, a number of the powers of the National

Energy Board have already been delegated to the Designated Officer of the Northern Pipeline Agency, who is also a member of the Board.

During the fiscal year, plans were developed for the transfer to the Agency of authority to exercise powers under the following statutes for the purposes of the pipeline project: the *Northern Inland Waters Act* and the *Territorial Lands Act* from the Department of Indian Affairs and Northern Development; the *Migratory Birds Convention Act*, the *Clean Air Act*, the *Environmental Contaminants Act*, and the *Canada Wildlife Act* from the Department of Environment; and the *Fisheries Act* from the Department of Fisheries and Oceans. (The transfer of powers to the Agency was completed in August, 1980.)

This year the Agency completed arrangements begun in 1978 for close cooperation with other federal bodies having some involvement in the project, in the case of which the transfer of jurisdiction was not considered necessary or practical. The federal bodies involved include: Transport Canada with respect to navigable waters; the Canadian Transport Commission with respect to railway crossings; and the International Boundary Commission with respect to pipeline crossings of the Canada-United States border.

---

## Engineering Activities

---

The engineering design of the pipeline and the materials and procedures used for constructing the pipeline are subject to the approval of the Northern Pipeline Agency's Designated Officer.

With the Alaska Highway Gas Pipeline Project moving closer to construction of the southern seg-



Lake bottom drilling tests conducted at Kluane Lake, Yukon, prior to ice break-up in spring of 1980, to provide data for construction and engineering plans. Present plans envisage the pipeline being installed in a trench on the bottom of Kluane Lake from a point 21 km southeast of Destruction Bay and extending 5.5 km to the opposite shore.



ments, much time was directed specifically to this area. Scheduling and planning for the Eastern and Western Legs of the pipeline entailed numerous meetings between Agency staff and Foothills personnel to define the requirements of the engineering orders issued by the Designated Officer and to incorporate these into a satisfactory plan and schedule.

A series of engineering orders issued in January, 1979, directed that, prior to construction, each of the segment companies must submit to the Designated Officer for his approval:

- 1) detailed engineering designs and information in support of the designs, including field tests, experiments and their analyses;
- 2) pipeline project scheduling and cost-control procedures; and,
- 3) construction specifications and procedures and inspection procedures.

The Designated Officer may issue further engineering orders to meet any problems identified at a specific site during the public review of the socioeconomic and environmental terms and conditions. No further orders became necessary, however, as a result of the Yukon and British Columbia hearings.

Under the terms of the *National Energy Board Act*, the company is required to submit its Plans, Profiles and Books of Reference for the approval of the Designated Officer. In keeping with these requirements and those set forth in the engineering orders of the Agency, numerous alignment sheets, pipe drawings, typical drawings (with respect to such items as swamp weights, river weights, coating

standards, sign posts, etc.) and the crossing drawings of rivers, creeks, highways, pipelines and other utilities were submitted for review and the approval of the Designated Officer.

A study was undertaken to ascertain the minimum safe separation distance required to ensure the integrity of any adjacent pipelines during construction, as well as during the operation and maintenance of the pipelines after leave-to-open is granted.

Agency staff also worked with Foothills personnel to determine the most feasible means of controlling problems of frost heave, thaw settlement and ductile fractures — fractures along the length of the pipe. The orders of the Designated Officer and regulations of the National Energy Board require Foothills to undertake extensive experimental work and testing in order to develop means of dealing with these problems.

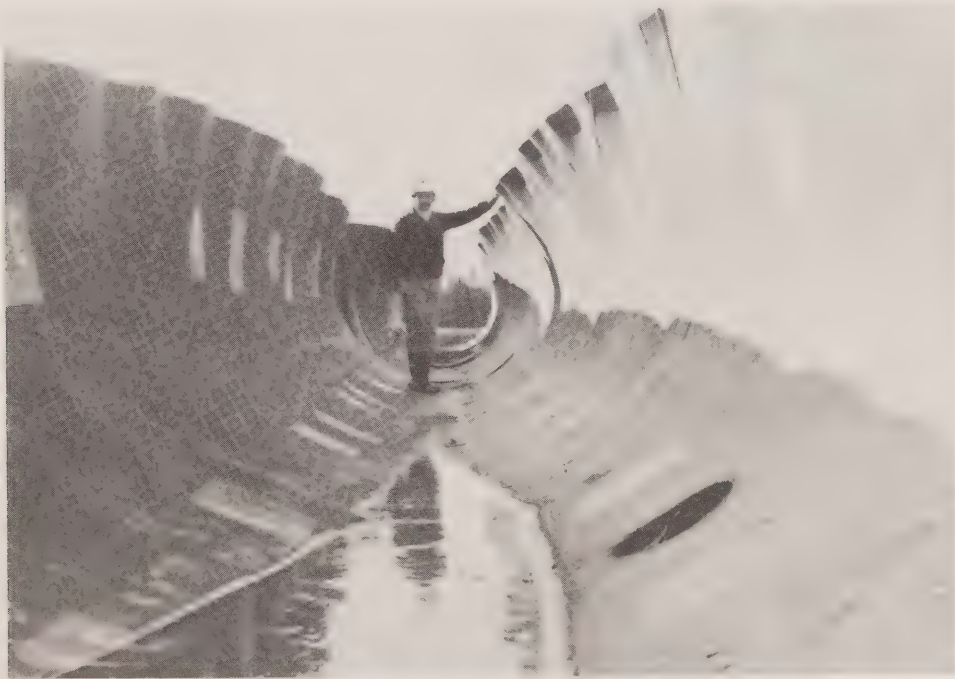
---

### The Frost Heave and Thaw Settlement Program

---

Continuous and discontinuous permafrost exists along the proposed Alaska Highway Gas Pipeline route in Alaska, Yukon, and, to a limited extent, in northern British Columbia and northern Alberta.

The gas flowing through Alaska to the first compressor station in the Yukon will be chilled below the freezing point by refrigeration plants. Chilling the gas will prevent thawing of the permafrost and settling of the pipeline. Downstream of the first com-



A section of pipe torn apart at the burst-test facility, Rainbow Lake, Alberta.

pressor station in the Yukon, the gas will be permitted to warm up and the pipeline will operate in a conventional way.

Chilling the gas creates a unique design problem. In the unfrozen ground in the discontinuous permafrost areas, a frost bulb may form around the chilled pipe. In certain soils this freezing action could — in the absence of preventative measures — generate so-called ice lenses, which have the effect of pushing the pipe upwards. This phenomenon is known as frost heave. Conversely, some areas of frozen ground will be traversed by the warm pipeline downstream of the last point of cold flow. In these areas, particularly in muskeg, differential settlement poses potential stability problems that must be overcome by the design of the pipeline system.

The frost heave problem is being given extensive study by Foothills at its Calgary test site, as well as at a recently completed facility in Fairbanks, Alaska, by the Alaskan project sponsors. Extensive tests and analytical programs are now underway in Canada and the United States to develop technically feasible and environmentally acceptable engineering designs which will cope with this problem.

To assist with the review of the available frost heave information, the Office of the Federal Inspector in the United States established the Cold Weather Engineering Technical Committee in December, 1979. Chaired by a representative of the Office of the Chief of Engineers from the Corps of Engineers, the committee is composed of personnel from the Corps of Engineers, Cold Regions Research Laboratories, United States Geological Survey, Departments of Interior and Transportation, the Office of the Federal Inspector, and a structural consultant. Three committee meetings were held during the fiscal year in Washington, D.C., Reston, Virginia, and Irvine, California.

To develop safe design, it is necessary to delineate the frozen and unfrozen ground so that appropriate designs can be implemented in each area during construction of the line. For this purpose, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is undertaking a detailed route survey to identify areas of frozen and unfrozen ground through the use of surficial geological characteristics, geophysical mapping, and drill hole sampling, as required by the engineering orders issued to Foothills by the Designated Officer in



Aerial view of the Alaska Highway crossing the eastern end of Kluane Lake, where it flows into Slim's River and skirts Sheep Mountain.



January, 1979. Similar surveys are also being undertaken in Alaska by the sponsoring pipeline company.

---

### Pipe Fracture Control

---

The second of the two full-scale burst tests undertaken under contract by the British Gas Corporation was conducted on September 14, 1979, and the results of both it and the test of November, 1978, have been submitted to the Agency by Foothills. In addition to conducting the two tests, the British Gas Corporation also assisted in the design and commissioning of the Rainbow Lake burst-test facility installed by Foothills.

Foothills conducted its first test at this new facility — on 1422 mm (56-in.) diameter pipe — on December 14, 1979. Two further tests were conducted in February and March, 1980. The program for the testing of pipe in connection with the Alaska Highway project is continuing.

Preliminary reports on the three tests conducted to March, 1980, indicate they produced an exceptional volume of data, while on-site observations appeared to confirm the self-arrest capabilities of the pipe. If these conclusions are substantiated by the remaining part of the testing program, the company would not be required to develop additional means for halting pipe fractures.

---

### General Engineering Review

---

In addition to the specific design activities related to the frost heave and thaw settlement research program, numerous general engineering design principles and activities were reviewed during the fiscal year. These activities included:

- 1) geophysical and geotechnical reports of the winter geological and drilling programs for the portion of the line from the Alaska border to Kluane Lake, Yukon;
- 2) the system design report for the Eastern Leg by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. and the terrain assessment report by Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.;
- 3) material specifications for steel flanges of 406.4 mm (16 in.) and larger in diameter, specifications for high strength steel compressor stations and assembly pipe 457 mm (18 in.) and larger in diameter, and line pipe specifications for the southern segments;
- 4) the valve bidding document and attendant engineering specifications for valves 406.4 mm (16 in.) and larger in diameter;
- 5) turbo-machinery specifications and bid evaluations for the selection of equipment for gas compression in Alberta and Saskatchewan.



---

# Finance, Personnel, and Official Languages

---

---

## Financial and Personnel Position

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament, together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the year ended March 31, 1980, is reproduced as Appendix "B" to this report.

Estimates for 1979-80 provided \$6.2 million for the operation of the Agency. Actual expenditure was \$4.3 million, almost \$2 million less than the amount approved by Parliament. The number of man-years authorized for 1979-80 amounted to 94, of which only 69 were used. Both the spending and the manpower of the Agency were significantly below approved levels because of continuing delays in construction of the pipeline.

Section 29 of the Act provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under sub-section 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. These regulations were approved by the Governor in Council on April 24, 1978. During the year, recoveries totalling \$4.2 million were made, representing the unrecovered balance from the previous year and part of 1979-80 expenditure. Recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund. The balance of 1979-80 expenditure, amounting to \$1.5 million, is due to be recovered in the fiscal year 1980-81.

---

## Official Languages Plan

---

In accordance with the provisions of the *Official Languages Act*, the Agency provides service to the public in both official languages. Inquiries of the Agency are answered in the language chosen by the inquirer and public documents are available in both languages.

The Agency has undertaken also to conform with the intent of government language policy for the Public Service. Employees in Ottawa, 21 per cent of whom have French as their first language, may work and receive service in the official language of their choice. Every reasonable attempt is made to balance the participation of both official language communities at all levels. The working language of the Calgary office is English, but it is the policy of the Agency to ensure that a minimum of two employees, one officer and one member of support staff, are qualified and available to provide service to the public in the French language.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan, which has been approved by the Treasury Board. Compliance with the plan is monitored each year.

There is a small but steady demand for services in the French language in the Ottawa office of the Agency, but little or no demand in the Calgary office or its two regional offices in Vancouver and Whitehorse. There have been no complaints from the public on the service being provided.

As the Agency is very small and is planned to exist for only a limited time, it has not established second-language training programs for its employees.

---

## The Role of the Northern Pipeline Agency

---

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement between the two nations of September 20, 1977, which governs the joint undertaking of the 9,000-kilometer (5,500-mile) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills' Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has since conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In October, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire

into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada. . .". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a 'single window' for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills' Group of Companies which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, it is anticipated that many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system will be transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who is also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and as a Deputy Administrator of the Agency, exercising the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. A listing of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency Offices can be found in Appendix D on page 25.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

The Honourable H. A. Olson, P.C., M.P.  
Minister Responsible for Northern Pipeline Agency  
Ottawa, Ontario

I have examined the statement of expenditure and recovery of costs of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1980. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such texts and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this financial statement presents fairly the results of the operations of the Agency for the year ended March 31, 1980 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 and on a basis consistent with that of the preceding period except for the change in the basis of recording expenditure as described in Note 3 which increased expenditure of the current year by \$8,808. No attempt has been made to restate expenditure of the previous period to reflect this change.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "M. H. Rayner".

Acting Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario  
October 9, 1980



# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

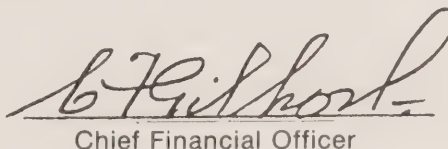
(Established by the Northern Pipeline Act)

## **Statement of Expenditure and Recovery of Costs for the year ended March 31, 1980**

	1980 (12 months)	1979 (11.5 months)
Expenditure		
Salaries and employee benefits	\$2,274,002	\$1,285,129
Professional and special services	602,317	412,905
Travel and communications	570,066	451,199
Rentals	532,551	420,874
Furniture and equipment	113,927	272,406
Information	101,331	21,505
Materials and supplies	70,628	90,866
Leasehold improvements	-	177,776
Other	13,072	3,022
	<u>\$4,277,894</u>	<u>\$3,135,682</u>
Expenditure provided by:		
Privy Council Vote 25 (1978-79 Vote 30a)	\$3,963,894	\$2,951,682
Statutory—Contributions to employee benefit plans	314,000	184,000
	<u>\$4,277,894</u>	<u>\$3,135,682</u>
Recovery of costs of the Agency:		
Expenditure for the year	\$4,277,894	\$3,135,682
Less: Recoveries credited directly to Consolidated Revenue Fund	1,950	-
Amount recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	4,275,944	3,135,682
Less: Portion of current expenditure to be recovered in the following year	1,487,531	1,454,009
	<u>2,788,413</u>	<u>1,681,673</u>
Add: Portion of prior year expenditure recovered in the current year	<u>1,454,009</u>	-
Payments received from Foothills during the year and credited to Consolidated Revenue Fund	<u>\$4,242,422</u>	<u>\$1,681,673</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statement.

  
Commissioner

  
Chief Financial Officer

## **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

### **Notes to Financial Statement March 31, 1980**

#### **1. Objective**

The Agency was established on April 13, 1978 to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Northern Pipeline Act, 1977-78, c. 20.

#### **2. Significant accounting policies**

##### **(a) Cost-recovery**

Agency costs are fully recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. based on quarterly billings. The resulting payments are credited to the Government of Canada Consolidated Revenue Fund in the period received.

##### **(b) Expenditure**

Expenditure for the year includes amounts relating to work performed, goods received and services rendered to March 31, 1980. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. All expenditure is financed by the parliamentary appropriations provided for that purpose.

Expenditure also includes all actual costs incurred on behalf of the Agency by other government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted employee strength.

#### **3. Change in accounting policy**

For the year ended March 31, 1980 the Agency has adopted accrual accounting for expenditures. In the previous year, expenditures were recorded primarily on a cash basis.

The change in policy is consistent with changes made by departments of the Government of Canada. The effect of the change was to increase the Agency's expenditure of the current year by \$8,808.

Comparative figures for the previous fiscal period have not been restated to reflect the change in accounting policy.

#### **4. Employees' contingency plan**

Senior employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds five years, are entitled to a termination allowance of 13% of accumulated salary received. These costs will be charged to expenditure when paid. Based on employees on strength at year end who may become entitled to this benefit in the future, unrecorded costs are estimated at \$212,000. These costs would be recoverable as outlined in Note 2(a).

## Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large diameter system that will transport natural gas from the North Slope of Alaska to the lower 48 states via a Canadian land bridge. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

During the fiscal year 1979-80, Canadian and U.S. authorities were actively considering the proposed first-stage construction in 1980-81 of the Western and Eastern Legs that form part of the southern portion of the system for the initial purpose of exporting surplus Alberta gas to U.S. markets in California and the mid-western states. A brief outline of this first-stage plan follows below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is owned equally by the Alberta Gas Trunk Line Company Limited of Calgary, Alberta (now known as Nova, An Alberta Corporation), and Westcoast Transmission Company Limited, Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada will be built in five segments by the following subsidiary companies:

- Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.;
- Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.;
- Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.;
- Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.;
- Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral, if and when it is approved.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium of U.S. transmission companies, will construct the Eastern Leg of the system. Two California companies, Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company, will construct the Western Leg.

The mainline project will comprise almost 7,720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe

will be of 1,422, 1,219, 1,067 and 914 mm. A total of approximately 3,270 km will be in Canada, 1,180 km in Alaska and 3,270 km in the United States south of the 49th parallel.<sup>1</sup>

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters:<sup>2</sup>

Yukon	375 km of 1,219 mm
	443 km of 1,422 mm
B.C. (North)	715 km of 1,422 mm
Alberta	634 km of 1,422 mm
	377 km of 1,067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1,067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1,180 km of 1,219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,800 km of 1,067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1,470 km of looped 914 mm line.<sup>3</sup>

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital cost for the entire system, excluding that for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta, was originally estimated to be \$10.7 billion (Cdn). This reflected a cost of \$4.3 billion for the Canadian segments and \$6.4 billion for the American segments. In February, 1979, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., in light of the delay in the project schedule, revised the cost estimates for the Canadian portion to \$5.8 billion (Cdn). As of March 31, 1980, no revised cost estimates have been submitted for the American section of the line.

<sup>1</sup> The total project will comprise almost 4,790 miles of 56, 48, 42 and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel.

<sup>2</sup> Yukon            233 mi of 48"      Saskatchewan    160 mi of 42"  
                      275 mi of 56"      B.C. (South)    106 mi of 36"  
                      444 mi of 56"  
                      334 mi of 56"  
                      234 mi of 42"  
                      187 mi of 36"

<sup>3</sup> The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 910 miles of looped 36-inch line.



As indicated earlier, the Canada-U.S. Agreement established January 1, 1983, as the target date for completion of the project. As a result of unforeseen delays in the United States, the current target for completion is now late 1985.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

---

### **First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections**

---

The first-stage plan provides for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the trunk

line 105 kilometres (63 miles) north of Calgary, Alberta.

This first-stage program involves the laying of some 2,992 kilometres (1,858 miles) of pipe in Canada and the United States at an estimated cost of \$2.4 billion (Cdn), of which 850 kilometres (526 miles) are in Canada. The system would be capable of transporting some 1.14 billion cubic feet ( $32.3 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 1.35 bcf ( $38.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) daily.

In Canada, first-stage construction of the Western Leg involves installation of seven loops over a distance of 215 kilometres (132 miles) of pipe 914 millimetres (36 inches) in diameter. The Eastern Leg would consist of 1,067 millimetres (42-inch) diameter pipe extending over a distance of 635 kilometres (395 miles).

## Northern Pipeline Agency

---

### Senior Officers and Office Locations

#### **Ottawa — Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,  
8th Floor, Victoria Building,  
140 Wellington Street,  
Ottawa, Ontario.

*Mailing address:*

P.O. Box 1605, Station B,  
Ottawa, Ontario.  
K1P 5A0

#### **Calgary — Administrative Headquarters**

Mr. Harold S. Millican, Administrator,  
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and Designated Officer,  
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator,

4th Floor, Shell Centre,  
400-4th Avenue, Southwest,  
Calgary, Alberta.  
T2P 0J4

#### **Vancouver**

Mr. Elden Schorn, B.C. Administrator,

Room 1175, IBM Tower,  
701 West Georgia Street,  
Vancouver, British Columbia.

*Mailing address:*

P.O. Box 10139,  
Pacific Centre,  
Vancouver, British Columbia.  
V7Y 1C6

#### **Whitehorse**

Mr. Ken McKinnon, Yukon Administrator,

Suite 200,  
4114 Fourth Avenue,  
Whitehorse, Yukon.  
Y1A 4N7





## Administration du pipe-line du Nord

### Cadres supérieurs et adresses des bureaux

#### Ottawa—Siège social

L'hon. Mitchell Sharp, C.P., directeur général,  
8<sup>e</sup> étage, Edifice Victoria,  
140, rue Wellington,  
Ottawa (Ontario).

#### Adresse postale

C.P. 1605, Succursale postale B,  
Ottawa (Ontario).  
K1P 5A0

#### Calgary—Bureau administratif

M. Harold S. Milligan, directeur,  
M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire désigné,  
M. A. Barry Yates, directeur adjoint,  
4<sup>e</sup> étage, Shell Centre,  
400, 4<sup>e</sup> avenue S.-O.,  
Calgary (Alberta).  
T2P 0J4

#### Vancouver

M. Elden Schorn, directeur pour la Colombie-Britannique,  
Pièce 1175, IBM Tower,  
701 ouest, rue Georgia,  
Vancouver (Colombie-Britannique).

#### Adresse postale

C.P. 10139,  
Pacific Centre,  
Vancouver (Colombie-Britannique).  
V7Y 1C6

#### Whitehorse

M. Ken McKinnon, directeur pour le Yukon,  
Suite 200,  
4114, 4<sup>e</sup> avenue,  
Whitehorse (Yukon).  
Y1A 4N7

Cette première étape comprend la pose de 2 992 kilomètres (1 858 milles) de canalisation au Canada et aux États-Unis, à un coût approximatif de \$2,4 milliards (can.), dont 850 kilomètres (526 milles) au Canada. Le réseau serait en mesure d'acheminer 1,14 milliard de pieds cubes ( $32,3 \times 10^6$  m<sup>3</sup>) de gaz albertain vers les marchés américains, le débit quotidien pouvant atteindre 1,35 milliard de pieds cubes (38,2 × 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>) entre 1983 et 1986.

Au Canada, la première étape de la construction de l'embranchement ouest comprend l'installation de 7 boucles sur une distance de 215 kilomètres (132 milles), le tuyau ayant un diamètre de 914 millimètres (36 pouces). L'embranchement est s'étendra sur 635 kilomètres (395 milles); le tuyau employé aura un diamètre de 1 067 millimètres (42 pouces).

haussé à \$5,8 milliards (can.) le coût prévu de la portion canadienne. Jusqu'au 31 mars 1980, aucune révision des prévisions de la partie américaine du réseau avait été soumise.

Comme nous l'avons indiqué, l'accord canado-américain fixait au 1<sup>er</sup> janvier 1983 la date d'achèvement du projet. A la suite de retards imprévus dus à la réglementation aux États-Unis, la date d'achèvement a été reportée à la fin de 1985.

Vous trouverez à la page vi une carte décrivant le tracé projeté du pipe-line.

## Première étape: construction des tronçons sud

Le plan de la première étape prévoit la construction au Canada et aux États-Unis de la totalité ou d'une partie des embranchements est et ouest du réseau, depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 milles) au nord de Calgary (Alberta).

## Description du projet

bie: 1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm. En tout, le réseau comptera environ 3 270 km au Canada, 1 180 km en Alaska, et 3 270 km aux États-Unis, sud du 49° parallèle<sup>1</sup>.

Voici les divers tronçons et les diamètres correspondants du réseau principal au Canada<sup>2</sup>:

Yukon	375 km de 1 219 mm
Colombie-Britannique (nord)	443 km de 1 422 mm
Alberta	634 km de 1 422 mm
Saskatchewan	301 km de 914 mm
Colombie-Britannique (sud)	171 km de 914 mm

En Alaska, le pipe-line aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du Sud, les mêmes mesures, pour l'embranchement est, seront de 1 800 km et de 1 067 mm, pour l'embranchement ouest, qui est bouclé, elles seront de 1 470 km et de 914 mm<sup>3</sup>.

Le réseau est conçu pour acheminer un débit maximal de 68 millions de mètres cubes par jour (2,4 milliards de pieds cubes par jour) de gaz de l'Alaska et, si elle est approuvée, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes par jour (1,2 milliard de pieds cubes par jour) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Au début, les immobilisations de tout le réseau, exception faite du raccordement de Dempster rejoignant le delta du Mackenzie, avaient été estimées à \$10,7 milliards (can.) dont \$4,3 milliards seraient dépensés au Canada et \$6,4 milliards aux États-Unis. En février 1979, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., à la suite des retards dans le calendrier des travaux, a

<sup>1</sup> Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi, son diamètre étant variable: 56, 48, 42 et 36 po. Il comptera environ 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska, et 2 030 mi au sud du 49° parallèle.

<sup>2</sup> Yukon

Colombie-Britannique (nord)

Alberta

233 mi de 48 po

275 mi de 56 po

444 mi de 56 po

334 mi de 56 po

234 mi de 42 po

187 mi de 36 po

<sup>3</sup> En Alaska, le pipe-line aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du Sud les mêmes mesures, pour l'embranchement est, seront de près de 1 120 mi et de 42 po et, pour l'embranchement ouest, qui est bouclé, elles seront de 910 mi et de 36 po.

Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska sera une canalisation à grand diamètre qui, d'abord, acheminera le gaz naturel de l'Alaska, à travers le Canada, jusqu'aux 48 États du Sud, et ensuite, par le raccordement de Dempster, permettra d'accéder aux réserves de gaz canadien du Delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, en temps utile.

Durant l'année financière 1979-1980, les autorités canadiennes et américaines ont étudié sérieusement la première étape des travaux, soit la construction en 1980-1981 des embranchements est et ouest qui font partie de la portion sud du réseau, dans le but d'exporter les surplus de gaz albertain vers les marchés américains, c'est-à-dire la Californie et le Midwest. Un bref aperçu de cette première étape suit.

La compagnie Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta) est le promoteur de la portion canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Alberta Gas Trunk Line Company Limited, de Calgary (Alberta), compagnie maintenant connu sous le nom de Nova, An Alberta Corporation, et à la Westcoast Transmission Company Limited, de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons, construits par cinq filiales:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.,

Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.,

Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.,

Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.,

Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., pourrait construire le raccordement de Dempster, si celui-ci est accepté.

Aux États-Unis, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company, au nom de la Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49° parallèle, l'embranchement est du réseau sera construit par la Northern Border Pipeline Company, un consortium de sociétés expéditrices américaines. L'embranchement ouest sera construit par deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company.

Le réseau principal du projet aura près de 7 720 km dans les deux pays, le tuyau ayant un diamètre varia-



**1. Objectif**

L'Administration a été constituée le 13 avril 1978 afin d'encourager la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel tout en sauvegardant les meilleurs intérêts du Canada comme le définit la Loi sur le pipe-line du Nord, 1977-1978, c. 20.

**2. Conventions comptables importantes****a) Recouvrement des frais**

Les frais de l'Administration sont entièrement recouvrables de la FootHills Pipe Lines (Yukon) Ltd. au moyen de facturations trimestrielles. Les paiements sont crédités au Fonds du revenu consolidé du gouvernement du Canada au cours de la période pendant laquelle ils sont reçus.

**b) Dépenses**

Les dépenses de l'exercice comprennent les paiements qui sont effectués pour des travaux exécutés, des biens reçus ou des services rendus avant le 31 mars 1980. Les acquisitions en capital sont imputées au compte des dépenses de l'année de l'achat. Toutes les dépenses sont financées au moyen des crédits budgétaires fournis à cette fin par le Parlement.

Les dépenses comprennent également tous les coûts réels subis au nom de l'Administration par d'autres ministères, à l'exception des contributions aux régimes des avantages sociaux des employés qui sont calculées d'après l'effectif prévu au budget.

**3. Modification des conventions comptables**

Pour l'exercice terminé le 31 mars 1980, l'Administration a choisi d'inscrire les dépenses selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Au cours de l'exercice précédent, les dépenses étaient inscrites surtout selon la méthode de la comptabilité de caisse.

Cette modification des conventions comptables est conforme aux changements apportés par le gouvernement du Canada. Elle a eu pour effet d'augmenter de \$8,808 les dépenses de l'Administration pour l'exercice courant.

Les chiffres comparatifs pour l'exercice financier précédent n'ont pas été redressés pour tenir compte de cette modification des conventions comptables.

**4. Plan de prévoyance pour les employés**

Les employés des niveaux supérieurs qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à l'achèvement de leurs tâches et pour une période de plus de cinq ans ont droit à une indemnité de cessation d'emploi correspondant à 13 pour cent de la somme totale de leur traitement. Ces coûts seront imputés au compte des dépenses de l'exercice pendant lequel ils seront acquittés. En s'appuyant sur le nombre d'employés à la fin de l'exercice qui pourraient avoir droit à cette indemnité à l'avenir, on a évalué ces coûts non inscrits à \$212,000. Ils seraient recouvrables ainsi que l'indique la note 2 a).

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

(établie par la Loi sur le pipe-line du Nord)

Etat des dépenses et du recouvrement des frais  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1980

	1980 (12 mois)	1979 (11.5 mois)
Dépenses		
Traitements et avantages sociaux des employés	\$ 2,274,002	\$ 1,285,129
Services professionnels et spéciaux	602,317	412,905
Transports et communications	570,066	451,199
Location	532,551	420,874
Meubles et matériel	113,927	272,406
Information	101,331	21,505
Fournitures et approvisionnements	70,628	90,866
Amélioration des propriétés louées à bail	—	177,776
Autres	13,072	3,022
	<u>\$ 4,277,894</u>	<u>\$ 3,135,682</u>
Provenance des fonds:		
Crédit 25 du Conseil privé (crédit 30a de 1978-1979)	\$ 3,963,894	\$ 2,951,682
Statutaire — contributions aux régimes de prestations des employés	314,000	184,000
	<u>\$ 4,277,894</u>	<u>\$ 3,135,682</u>
Recouvrement des frais de l'Administration:		
Moins: le recouvrement inscrit directement au crédit du Fonds du revenu consolidé	\$ 4,277,894	\$ 3,135,682
Montant à recouvrer de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	1,950	—
Moins: la partie des dépenses courantes qui sera recouvrée au cours de l'exercice suivant	4,275,944	3,135,682
Ajouter: la partie des dépenses de l'exercice précédent qui a été recouvrée au cours du précédent exercice	1,487,531	1,454,009
Pailements recus de la Foothills au cours de l'exercice et qui ont été crédités au Fonds du revenu consolidé	2,788,413	1,681,673
	<u>\$ 4,242,422</u>	<u>\$ 1,681,673</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante de l'état financier.

*Intest Sup*  
Le directeur général

*67 Ed. Shonk*  
L'agent financier supérieur



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

L'honorable H. A. Olson, C.P., député  
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord  
Ottawa (Ontario)

J'ai examiné l'état des dépenses et du recouvrement des frais de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1980. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les résultats de l'exploitation de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1980 selon les conventions comptables décrites à la note 2 et appliquées de la même manière qu'au cours de la période précédente, à l'exception de la modification apportée à la façon d'inscrire les dépenses, tel que le décrit la note 3, qui a augmenté de \$8,808 les dépenses de l'exercice courant. Les chiffres de la période précédente n'ont pas été redressés afin de tenir compte de cette modification.

Le vérificateur général du Canada, par intérim

*W. J. L. Macdonald*

Ottawa (Ontario)  
le 9 octobre 1980



## Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

L'Administration du pipe-line pour acheminer le gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Depuis sa création, ce Comité spécial a tenu un certain nombre d'audiences portant sur ce projet.

L'Administration du pipe-line du Nord a été conçue pour servir d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fédéral entendrait presque tous ses rapports avec le groupe Foothills qui a été autorisé par la Loi à réaliser le projet au Canada. La Loi prévoit que soient remis à l'Administration de nombreux pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes fédéraux, concernant la planification, la construction et l'exploitation du réseau au Canada. Les responsabilités réservées exclusivement à l'Office national de l'énergie, ou celles dont la compétence est partagée entre l'Office et l'Administration, sont la principale exception. En outre, l'Administration est chargée de faciliter la coordination des travaux relatifs au projet qui mettent en cause d'autres organismes et ministères de tous les niveaux de gouvernement au Canada et aux États-Unis.

La gestion et la direction de l'Administration relèvent d'un ministre désigné à cette fin par le Gouverneur général en conseil. Nommé par décret, le Directeur général agit à titre d'adjoint du ministre. Il dirige l'Administration de son siège social à Ottawa. Un Directeur, nommé par décret du conseil, administre le principal centre opérationnel, à Calgary. Il est aussi responsable de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et de Whitehorse (Yukon). La Loi prévoit qu'un membre de l'Office national de l'énergie sera le fonctionnaire désigné de l'Administration, et qu'il agira à titre de Directeur adjoint, exerçant les pouvoirs que la Loi a délégués à l'Office le 27 juillet 1978. Vous trouverez à l'annexe D, page 26, la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

L'Administration a été créée, le 13 avril 1978, par la Loi sur le pipe-line du Nord. Elle a pour objet de surveiller la planification et la construction, au pays, du gazoduc de la route de l'Alaska et de permettre d'accéder aux importantes réserves de gaz naturel des régions arctiques du Canada et des États-Unis.

La Loi crée l'Administration et elle donne en outre le pouvoir nécessaire pour mettre en œuvre l'accord, intervenu entre les deux nations le 20 septembre 1977, régissant le projet conjoint d'une longueur de 9 000 kilomètres (5 500 milles). L'annexe C donne une brève description de ce réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: réglementer le projet et faciliter la planification et la construction expéditives du réseau au Canada par le groupe Foothills; en outre, maximiser la production d'énergie à bon prix ainsi que les avantages industriels pour les Canadiens, tout en minimisant les répercussions fâcheuses que pourrait avoir le pipe-line sur le milieu social et l'environnement. L'Administration est aussi tenue par la Loi de tenir compte, dans les régions touchées par les travaux des intérêts locaux et régionaux des habitants, particulièrement de ceux des autochtones.

En avril 1978, dans un geste sans précédent, la Chambre des communes a accepté la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller en permanence l'application de la Loi et les travaux de l'Administration. Depuis sa création en juin de cette même année, le Comité a tenu plusieurs réunions pour entendre les témoignages de cadres supérieurs de l'Administration, des compagnies canadiennes et américaines engagées dans le projet, etc.

En octobre 1978, le Sénat a aussi adopté une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, ayant le mandat d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la cons-

# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et Personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier tous les ans les comptes et les transactions financières de l'Administration, et qu'il doit faire rapport au ministre. L'article 13 de la Loi stipule que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Pour respecter cette exigence, l'annexe B du présent document contient le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la période se terminant le 31 mars 1980.

En 1979-1980, le budget de fonctionnement de l'Administration était de \$6,2 millions. Les dépenses réelles furent de \$4,3 millions, soit presque \$2 millions de moins que la somme approuvée par le Parlement. Le nombre d'années-hommes autorisées pour 1979-1980 s'élevait à 94, dont seulement 69 ont été employées. Etant donné les retards dans la construction du pipe-line, tant les dépenses que les effectifs de l'Administration ont été bien en-dessous des niveaux approuvés.

L'article 29 de la Loi prévoit le recouvrement des frais de l'Administration auprès de la société construisant le pipe-line, conformément aux règlements adoptés en vertu du paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Le 24 avril 1978, le Gouverneur général en conseil approuvait ces règlements. Au cours de l'année, on a recouvré une somme totale de \$4,2 millions, représentant le solde non recouvré de l'année précédente et une partie des dépenses de 1979-1980, montant qui a été crédité au Fonds du revenu consolidé. Le solde des dépenses effectuées en 1979-1980, qui s'élève à \$1,5 million, doit être recouvré au cours de l'année financière 1980-1981.

## Plan des langues officielles

Conformément aux dispositions de la Loi sur les langues officielles, l'Administration fournit ses services à la population dans les deux langues officielles. Elle répond aux demandes de renseignements dans la langue désirée et tous ses documents sont publiés en français et en anglais.

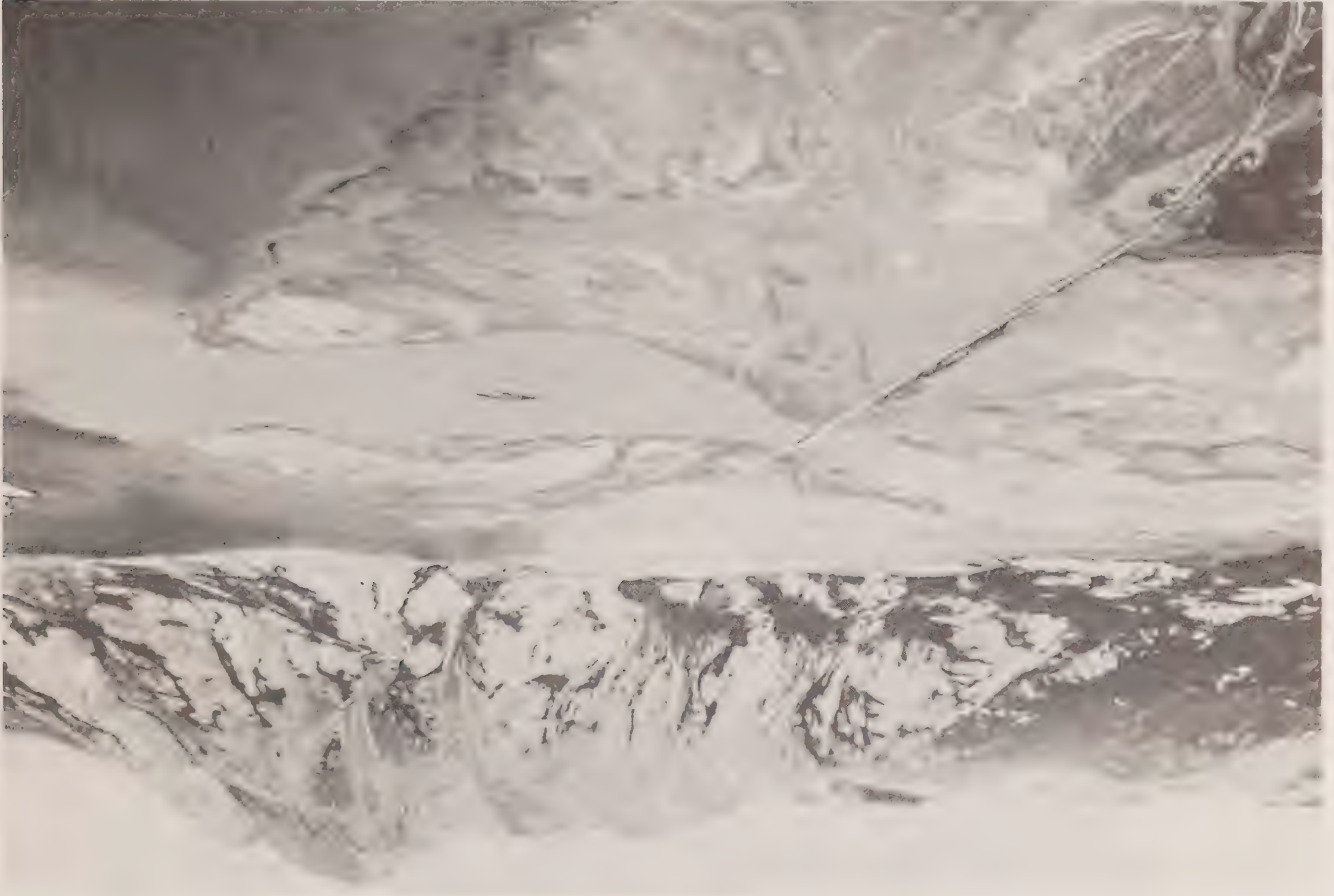
L'Administration a aussi entrepris de respecter l'esprit de la politique linguistique au gouvernement à l'égard de la fonction publique. A Ottawa, les employés, dont 21 pour cent sont de langue maternelle française, peuvent travailler et recevoir des services dans la langue de leur choix. L'Administration recherche une participation équilibrée des deux communautés linguistiques, à tous les niveaux. A Calgary, la langue de travail est l'anglais, mais l'Administration fait en sorte qu'au moins deux membres du personnel, un agent et un membre du personnel de soutien, puissent fournir des services en français à la population.

Cette politique est expliquée dans le plan relatif aux langues officielles de l'Administration, que le Conseil du Trésor a approuvé, et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle.

La demande de services en français est restreinte mais constante à Ottawa, mais elle est presque nulle à Calgary ou dans ses deux bureaux régionaux de Vancouver et Whitehorse. Les services fournis n'ont fait l'objet d'aucune plainte de la part de la population.

Etant donné la très petite taille de l'Administration, et le fait qu'elle ne doit exercer son activité que pour un temps limité, elle n'a pas jugé bon de fournir des cours de langue à ses employés.

Vue aérienne de la route de l'Alaska franchissant l'extrémité est du lac Klouane, où celui-ci se jette dans la rivière Slim's et contourne le mont Sheep.



- 3) les devis matériels des brides d'acier d'un diamètre de 406,4 mm (16 po) et plus, ceux des stations de compression en acier très résistant et des tuyaux d'assemblage d'un diamètre de 457 mm (18 po) et plus, et enfin, ceux des tuyaux de la canalisation des tronçons sud;
- 4) le document de soumission et les devis techniques connexes pour les vannes d'un diamètre de 406,4 mm (16 po) et plus;
- 5) les devis des compresseurs à turbine et les évaluations des soumissions en vue du choix du matériel qui servira à la compression du gaz en Alberta et en Saskatchewan.

- 1) les rapports géophysiques et géotechniques des programmes d'études géologiques et de forage en hiver pour le tronçon du pipe-line reliant la frontière de l'Alaska au lac Klouane, au Yukon;
- 2) le rapport sur la conception de l'embranchement est du réseau par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., ainsi que le rapport d'évaluation du terrain préparé par la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.;

gel et sur l'affaiblissement dû au dégel, on a revu au cours de l'année financière de nombreux principes et travaux de conception technique générale. Ces travaux comprenaient notamment:



En plus des travaux précis de conception reliés au programme de recherches sur le soulèvement dû au

## Examen technique général

Selon les rapports préliminaires sur les trois essais effectués jusqu'à mars 1980, ces expériences ont prouvé que les observations sur place ont semblé confirmer la capacité des tuyaux d'enrayer les bris. Si ces conclusions sont étayées par les autres essais du programme, la Société ne serait pas tenue d'élaborer d'autres moyens pour enrayer les bris.

Le 14 décembre 1979, cette dernière effectuait son premier essai à cette nouvelle installation sur un tuyau d'un diamètre de 1422 mm (56 po). Deux autres essais ont eu lieu en février et en mars 1980. Le programme d'essais de résistance des tuyaux dans le cadre du projet de la route de l'Alaska se poursuit.

Le second des essais complets de résistance, attribué par contrat à la British Gas Corporation, a eu lieu le 14 septembre 1979, et la Foothills a soumis à l'Administration les résultats tant de cet essai que de celui de novembre 1978. En plus de ces deux essais, la British Gas Corporation a aussi participé à la conception et à l'installation de l'installation servant aux essais de résistance des tuyaux, à Rainbow Lake, mise en place par la Foothills.

## Contrôle des bris des tuyaux



Un tronçon de tuyau crevé à l'installation d'essais de résistance des tuyaux à Rainbow Lake (Alberta).

Pour en arriver à une conception sûre, il faut délimiter les secteurs de sol gelé et dégelé de sorte que l'on puisse, en construisant le réseau, utiliser des moyens appropriés à chaque secteur. A cette fin, la Foothills examine attentivement le tracé pour déterminer ces secteurs. Pour ce faire, elle étudie les caractéristiques géologiques de surface, trace des cartes géophysiques et procède à des forages pour prélever des échantillons, elle se conforme ainsi aux ordonnances techniques rendues par le fonctionnaire désigné en janvier 1979. La société promotrice en Alaska effectue aussi des examens semblables.

En décembre 1979, l'Office of the Federal Inspector des États-Unis créait le Cold Weather Engineering Technical Committee pour participer à l'examen de l'information disponible sur le soulèvement dû au gel. Présidé par un représentant de l'Office of the Chief of Engineers, du Corps of Engineers, le comité est composé d'un expert-conseil en structures et de personnes provenant des organismes suivants: Corps of Engineers, Cold Regions Research Laboratories, United States Geological Survey, départements de l'Intérieur et des Transports, Office of the Federal Inspector. Pendant l'année financière, le comité s'est réuni trois fois, dans les villes de Washington (D.C.), de Reston (Virginie) et d'Irvine (Californie).

Le problème du soulèvement dû au gel est étudié à même que par les promoteurs du projet en Alaska, à Fairbanks, dans ce même État. Pour régler ce problème, on entreprend au Canada et aux États-Unis des essais complets et des programmes d'analyses pour trouver des solutions techniquement réalisables et acceptables du point de vue écologique.

## Travaux techniques

Les devis du pipe-line, ainsi que les matériaux et les méthodes de construction, doivent être approuvés par le fonctionnaire désigné de l'Administration.

Une grande attention a été consacrée aux tronçons sud du gazoduc, dont la construction commencera bientôt. L'établissement du calendrier et la planification des travaux pour les embranchements est et ouest ont nécessité de nombreuses rencontres entre les employés de l'Administration et ceux de la Foothills pour définir les exigences des ordonnances techniques émanant du fonctionnaire désigné, et pour les incorporer en un plan et un calendrier satisfaisant.

Essais de forage du fond du lac Klouane (Yukon), effectués avant la débacle du printemps de 1980, pour fournir des données servant à la construction et aux plans techniques. Selon les plans actuels, le pipe-line serait posé dans une tranchée au fond du lac Klouane, à partir de 21 km sud-est de Destruction Bay jusqu'à 5,5 km de la rive opposée.

En janvier 1979, le fonctionnaire désigné rendait une série d'ordonnances techniques ordonnant que, avant de commencer à construire, chaque filiale soumette à son approbation:

1) les devis techniques détaillés et les renseignements explicatifs de ceux-ci, notamment les essais sur le terrain, les expériences et analyses qui en découlent;

2) le calendrier des travaux et les méthodes de contrôle des coûts;

3) les cahiers des charges et les méthodes de construction, ainsi que les procédures d'inspection.

Le fonctionnaire désigné peut rendre d'autres ordonnances techniques pour régler tout problème, touchant un endroit précis, découlant au cours de l'examen par le public des modalités socio-économiques et écologiques. Toutefois, les audiences qui ont eu lieu au Yukon et en Colombie-Britannique n'ont nécessité aucune nouvelle ordonnance.

En vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord, la Société est tenue de soumettre à l'examen et à l'approbation du fonctionnaire désigné ses plans, profils et livres de renvoi. En conséquence, celui-ci a reçu de nombreux dessins de tuyaux, descriptions du tracé, dessins type (d'éléments comme les poids pour les marais et les rivières, les normes d'enduisage, les panneaux de signalisation, etc.) et dessins des passages de rivières, ruisseaux, routes, pipe-lines et autres ouvrages de services publics.

Une étude a été entreprise pour connaître la distance minimale nécessaire entre les canalisations du pipe-line pour en garantir l'intégrité pendant la construction, de même qu'au cours de l'exploitation et de l'entretien, après que l'autorisation de mise en activité aura été accordée.

Le personnel de l'Administration a collaboré aussi avec celui de la Foothills pour établir la meilleure façon de contrôler les problèmes de soulèvement dû au gel, d'affaiblissement dû au dégel et de fractures ductiles longitudinales. Les ordonnances du fonctionnaire désigné et les règlements de l'Office national de l'énergie obligent la Foothills à effectuer de nombreux essais et expériences afin d'élaborer des solutions à ces problèmes.

## Programme relatif au soulèvement dû au gel et à l'affaiblissement dû au dégel

On trouve des zones de pergélisol continu et discontinu le long du tracé projeté du gazoduc en Alaska, au Yukon et, un peu, dans le nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta.

Des usines de réfrigération refroidiront au-dessous du point de congélation le gaz acheminé à travers l'Alaska jusqu'à la première station de compression au Yukon. Cette opération empêchera le dégel du pergélisol et l'affaiblissement du pipe-line. En aval de la première station de compression au Yukon, on laissera le gaz se réchauffer et le pipe-line fonctionnera de façon normale.

Le refroidissement du gaz entraîne un problème de conception unique. Dans le sol dégelé des zones de pergélisol discontinu, une gainé de glace peut se former autour du tuyau refroidi. Dans certains sols, ce gel peut, dans l'absence de mesures préventives, provoquer des «lentilles de glace» qui ont pour effet de pousser le tuyau vers le haut. Ce phénomène est appelé le soulèvement dû au gel. Inversement, en aval du dernier point où le gaz est refroidi, le pipe-line chaud passera dans des secteurs où le sol est gelé. A ces endroits, en particulier dans le muskeg, un affaiblissement inégal pourrait entraîner des problèmes de stabilité qui doivent être contrôlés par la conception du réseau.



portant sur 11 kilomètres (7 milles) du tracé dans le nord-est de la Colombie-Britannique, près de la frontière entre cette province et l'Alberta. Ils ont donné leur acception conditionnelle.

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, avant de commencer la construction d'un tronçon, la Société est tenue de soumettre des plans, des profils et des livres de renvoi, qui doivent recevoir l'approbation du fonctionnaire désigné.

Àfin de pouvoir prendre des mesures appropriées et opportunes, la Société et l'Administration sont restées en liaison étroite pour définir les détails et les renseignements que doivent contenir ces documents.

## Landowner's Information Booklet

Le 18 février 1980, la Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. a commencé la distribution du *Landowner's Information Booklet* aux propriétaires qui seraient touchés par la construction de l'embranchement ouest dans le sud-ouest de l'Alberta. C'était la première étape importante concernant l'emprise du gazoduc, et elle constituait l'amorce des négociations relatives à celle-ci.

(La distribution du *Landowner's Information Booklet* dans le sud de la Colombie-Britannique a commencé en avril 1980.)

Ce livret a pour objet de renseigner les propriétaires fonciers sur le projet, ses promoteurs et l'Administration du pipeline du Nord. Les cartes qui le contiennent décrivent le tracé entier et indiquent l'emplacement prévu du pipeline sur chaque propriété. On y précise aussi la procédure d'achat de terrain qui sera suivie ainsi que les droits du propriétaire foncier à cet égard.

La Société a rédigé le livret et, le 31 octobre 1978, le fonctionnaire désigné en a approuvé la présentation.

Au début de mars 1980, les procédures ont été élaborées pour régler toute opposition au tracé faite à la suite de la distribution du *Landowner's Information Booklet* en vertu des dispositions de la Loi sur le pape-lin du Nord.

## Plans, profils et livres de renvoi

Le 22 novembre 1979, les employés de l'Administration ont étudié deux plans, profils et livres de renvoi

*La Loi sur le pipe-line du Nord* autorise le Gouverneur général en conseil à transférer au ministre responsable de l'Administration les pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes fédéraux, qui concernent la planification et la construction du gazoduc au Canada. L'objet de cette disposition est d'instaurer l'Administration en tant que «agence centralisatrice» exerçant la plupart des pouvoirs fédéraux visant le projet, afin de coordonner et de faciliter tout le processus de réglementation. Conformément à cet objectif, un certain nombre des pouvoirs de l'Office national de l'énergie ont déjà été délégués au fonctionnaire désigné de l'Administration qui est aussi un membre de l'Office.

Rôle de réglementation du gouvernement fédéral

Cette année, l'Administration a conclu des accords, amorcés en 1978, de collaboration étroite avec d'autres organismes fédéraux intéressés au projet, mais dont le transfert de compétences aurait été inutile ou difficile, notamment: Transports Canada, concernant les voies d'eau navigables; la Commission canadienne des transports, à l'égard des passages des voies ferrées; et la Commission frontalière internationale, relativement au franchissement de la frontière du Canada et des États-Unis.

Cette année, l'Administration a conclu des accords, amorcés en 1978, de collaboration étroite avec d'autres organismes fédéraux intéressés au projet, mais dont le transfert de compétences aurait été inutile ou difficile, notamment: Transports Canada, concernant les voies d'eau navigables; la Commission canadienne des transports, à l'égard des passages des voies ferrées; et la Commission frontalière internationale, relativement au franchissement de la frontière du Canada et des États-Unis.



Pendant l'année financière, la Foothills a présenté des projets pour la section I et les annexes I, II et III.

- Section I — Construction (au sud du 60° N.)
- Section II — Construction (tronçon du Yukon)
- Section III — Exploitation et entretien
- Annexe I — Conditions d'admissibilité
- Annexe II — Approvisionnement en main-d'œuvre
- Annexe III — Besoins en main-d'œuvre

La Société a présenté deux projets du plan, qui ont été revus et analysés par les fonctionnaires de la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada et ceux de l'Administration du pipe-line du Nord. Le plan complet de recrutement comprend six volumes:

En vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, la Foothills est tenue d'élaborer un plan de recrutement pour la construction et l'exploitation du pipe-line. La Société doit préciser dans le plan comment elle se propose de réaliser les objectifs de la Loi concernant la planification du recrutement dans le cadre du projet. Le principal objet du plan est d'exposer les mesures que la Société compte adopter de façon à garantir un recours maximal à la main-d'œuvre canadienne pendant la planification, la construction et l'exploitation du pipe-line.

## Planification du recrutement

Soudage du tuyau muni d'instruments qui servira à mesurer la vitesse des bris, le mode de décompression du gaz et la déflexion de l'acier, à l'installation pour les essais de résistance des tuyaux, à Rainbow Lake (Alberta). Mise en place par la Foothills, cette installation est la plus moderne des trois qui sont exploitées dans le monde. Achevée en décembre 1979, elle a été construite dans le cadre du projet de gazoduc de la route de l'Alaska.



## Gestion du projet

Grâce à cette consultation permanente avec les représentants des administrations provinciales et territoriales, du ministère fédéral des Travaux publics et de la Foothills, l'Administration a joué un rôle important en fournissant les renseignements dont le gouvernement a besoin pour planifier l'accroissement des installations actuelles, ou la construction de nouvelles installations, ainsi qu'en obtenant les renseignements dont la Foothills a besoin pour minimiser les perturbations des réseaux de transport actuels.

En outre, les plans logistiques stratégiques et les documents de soutien préliminaires de la Foothills ont été revus en permanence.

En juillet et en août, des discussions ont eu lieu avec des fonctionnaires de l'État d'Alaska sur le transport dans le Nord, afin de tirer profit de leur expérience acquise pendant la construction de l'oléoduc Alyeska en Colombie-Britannique ont révélé de nombreuses préoccupations des habitants relativement à l'augmentation de la circulation entraînée par la construction du pipe-line.

En 1979-1980 les employés de l'Administration ont travaillé en étroite collaboration avec leurs homologues des gouvernements fédéral, provinciaux et territorial, ainsi que les représentants des sociétés exploitantes, afin d'établir la capacité des réseaux de transport actuel de satisfaire aux demandes suscitées par le projet. On a déterminé les secteurs éventuels d'engorgement des réseaux routiers, ferroviaires et aériens, afin que le groupe Foothills en tienne compte dans les plans logistiques qu'elle élabore actuellement.

## Transports et logistique

Ces volumes portent sur des questions comme: les conditions d'admissibilité, l'approvisionnement en main-d'œuvre et ses sources, la formation, les plans d'action positive pour les femmes et les autochtones, des renseignements sur l'emploi et la formation, les procédures de recrutement et l'embauche sur place, la mobilité et un système de présentation de rapports. L'Administration a convenu que, pour sauver du temps, la question de la «mobilité» peut être traitée dans un document distinct, et celle de l'«action positive» fasse l'objet de plans distincts pour chaque tronçon. (En juillet 1980, le ministre a approuvé la section I et les annexes qui l'accompagnent, toutefois, seulement pour la construction de l'embranchement ouest.)

Les employés de l'Administration ont travaillé avec ceux de la Foothills pendant l'année pour élaborer un

Le 6 septembre 1979, à Whitehorse, M. Walter Baker, alors ministre responsable de l'Administration, et le commissaire du Yukon, Ione Christensen, ont signé le protocole d'accord entre le Canada et le Yukon sur le projet de gazoduc de la route de l'Alaska. Ce document était le premier accord visant à régler des questions comme la taxation non discriminatoire et une collaboration générale pour ce qui est du pipeline. L'accord fédéral-territorial prévoit aussi le versement, au cours de l'année suivant l'autorisation de mise en exploitation, d'une taxe foncière à l'administration territoriale, jusqu'à un maximum de \$30 millions par année, cette somme étant indexée. On compte conclure des accords semblables de taxation non discriminatoire et de collaboration générale avec les provinces de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

## Programme d'acquisition

Vers la fin de 1978-1979, la Foothills a soumis un projet de programme d'acquisition. En 1979-1980, ce programme a été révisé pour tenir compte des options exprimées par le gouvernement américain, l'*Office of the Federal Inspector*, ainsi que la Société même. En outre, des entretiens prolongés ont eu lieu entre les fonctionnaires de l'Administration et ceux du gouvernement américain au sujet des accords réciproques d'échange d'information sur les acquisitions, dans les deux pays, de certains articles désignés destinés au pipeline.

En vertu de la *Loi sur le pipeline du Nord*, la Foothills est tenu de concevoir un programme d'achat qui fera en sorte que les Canadiens puissent avoir l'occasion de participer équitablement à la fourniture des biens et des services destinés au pipeline, et ce, dans des conditions générales de concurrence. La Société est obligée de maximiser le contenu canadien du projet, et de faire en sorte que soient exploitées au maximum les possibilités qu'offre le projet d'élargir la base industrielle du Canada et de promouvoir la recherche et le développement technologiques.

La Loi stipule que le fonctionnaire désigné de l'Administration doit d'abord approuver l'acquisition de certains éléments principaux du réseau, appelés articles désignés, qui devraient comprendre, notamment: les tuyaux d'un diamètre de 36 pouces (914 mm) et plus, les compresseurs à turbine, les vannes et les raccords d'un diamètre de 20 pouces (508 mm) et

## Contrats d'acquisition

La Foothills a poursuivi ses négociations tout au long de l'année financière avec la Steel Company of Canada (STELCO) et l'Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd. (IPSCO) pour la fourniture de 1,5 million de tonnes de tuyaux, évalués à plus de \$2 milliards.

En outre, la Foothills a obtenu l'approbation de l'Administration pour négocier les marchés relatifs aux ensembles de compresseurs à turbine, aux vannes et aux raccords destinés à la construction des embranchements ouest et est du projet dans le sud du Canada en 1980-1981. Les contrats seront négociés avec la Westinghouse Canada Ltd. et la Cooper Rolls Corporation pour la fourniture d'environ \$25 millions d'ensembles de turbines destinés à l'embranchement est. Les vannes et les raccords nécessaires aux tronçons sud sont évalués à \$10 millions. Les manufacturiers canadiens de vannes et de raccords choisis par la Foothills comprennent notamment: Rockwell International of Canada Ltd. de Barrie (Ontario); Borsig Hartmann Valve Ltd. de Calgary (Alberta); C.A.E. Machinery Ltd. de Vancouver (Colombie-Britannique); Unifacor Ltée de Bécancour (Québec); EPG Taylor Forge Division de Hamilton (Ontario); et Steel-Flo Industries de Turner Valley (Alberta). Elle a choisi les sociétés américaines Cameron Iron Works Ltd. de Houston (Texas) et ITT Grinnell d'Oakland (Californie).

En 1979, la Foothills a attribué les contrats pour l'équipement et la construction d'une installation de recherche sur la résistance des tuyaux à Rainbow Lake (Alberta). Des trois établissements de recherche au monde capables d'effectuer ce genre d'essais, cette installation, qui a coûté \$8 millions à construire, est celle dont la technologie est la plus avancée. Pendant l'année financière, deux essais ont eu lieu sur des tuyaux d'un diamètre de 1422 mm (56 po) et 1067 mm (42 po).

La Foothills (Yukon) a respecté l'exigence voulant qu'elle obtienne l'approbation du ministre, en attendant que le programme d'acquisition soit approuvé, pour tous les achats de plus de \$100 000 à l'étranger, et de \$500 000 au pays. Jusqu'à maintenant, la Société s'est efforcée de tenir compte des politiques et des objectifs établis dans le projet de programme. Une fois le programme approuvé, la Foothills ne devra plus faire approuver que l'achat des articles désignés. (En août 1980, le ministre a approuvé le programme d'acquisition.)



Pendant une visite à Whitehorse en septembre 1979, M. Walter Baker, ministre responsable du Yukon et M. Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, gouvernément de l'administration territoriale du Yukon, Mme Ione Christensen, commissaire du ministre se trouvent (de gauche à droite): M. Chris Pearson, leader du taxation non discriminatoire et de collaboration générale à l'égard du pipe-line. Debut



Le Conseil des Indiens du Yukon a décidé, comme politique générale, de refuser de participer aux discussions sur les intérêts des autochtones et le projet du pipe-line tant que les négociations avec le gouverne-

ment du Yukon, la bande Champagne-Aishihik a continué de porter un intérêt actif au projet, aidant à dresser un inventaire des terres traditionnelles et de l'utilisation des ressources de la région qu'elle représente le long du tracé du pipe-line. Au début de 1980, la Bande a soumis des offres à la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd. et elle a obtenu un contrat de sous-traitance pour déboiser et débayer la limite sud le long du tronçon nord du tracé du pipe-line au Yukon. Le chef de la bande Champagne-Aishihik, Raymond Jackson, est aussi le vice-président du Conseil consultatif du

Dans le sud de la Colombie-Britannique, le Conseil régional des Indiens Kootenay et l'UBC/C ont témoigné aux audiences publiques à Grasmere. Le Conseil a en outre collaboré avec l'Administration et la Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. afin de planifier le projet pour que les autochtones tirent le plus possible d'emplois et d'occasions d'affaires de la construction du pipe-line, et d'atténuer les répercussions négatives éventuelles.

L'Association des Indiens de l'Alberta et l'Association des Métis de l'Alberta ont fait des recommandations à l'Administration concernant une participation plus grande des autochtones aux activités économiques relatives au projet. Ces recommandations étaient appuyées par plusieurs bandes indiennes et colonies de Métis qui se sont montrées intéressées aux possibilités d'emplois et aux occasions d'affaires pour les petites entreprises découlant de la construction du pipe-line.

ment fédéral relativement à leurs revendications territoriales n'auront pas été réglées à leur satisfaction. Le Conseil ne s'est toutefois pas opposé à ce que des bandes travaillent individuellement avec l'Administration du pipe-line du Nord. En outre, le Conseil a même collaboré avec l'Administration pour certaines questions d'intérêt particulier pour les autochtones. En août 1979, le Conseil des Indiens du Yukon a présenté son rapport intitulé *A Trapper Compensation Model*. Ce document est une étude approfondie qui propose et explique un régime d'indemnisation pour la perte des moyens de subsistance entraînée par la construction du pipe-line. Le Conseil a en outre rencontré M. Baker, ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, qui visitait Whitehorse en septembre 1979.



Le Conseil a entendu les témoignages, portant sur un grand nombre de questions, de la part de groupes d'intérêt communautaires, du Yukon, de l'Administration, de la Foothills, etc. Ces questions portaient notamment sur la fourniture de gaz naturel aux collectivités situées le long du tracé du pipe-line, ainsi que sur les problèmes posés par le pergélisol dans la construction du pipe-line. Le Conseil consultatif du Yukon a aussi étudié la question controversée du passage du pipe-line à travers des zones à écologie sensible comme le col Ibbex et les régions du mont Milchie et du lac Squanga. Afin de mieux comprendre les aspects techniques du projet, les membres du Conseil ont aussi visité les lieux de production de gaz et de construction du pipe-line de la société Westcoast Transmission Company Limited, près de Fort Nelson (Colombie-Britannique).

## Relations avec les autochtones

Les voies de communication établies entre l'Administration du pipe-line du Nord et les groupes autochtones en 1978-1979 ont été maintenues tout au long de la présente année financière. En vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord, l'Administration est tenue d'accorder une attention spéciale aux intérêts des autochtones.

La principale et la plus importante participation des autochtones au projet a été la collaboration entière de l'Union des chefs indiens de la Colombie-Britannique (UBCIC) aux audiences publiques dans cette province. On a noté aussi deux témoignages importants de l'association métis Louis Riel.



Le président, M. W. Winston Mair (au centre), écoute des membres de la bande West Moberly à une réunion qui a eu lieu dans un teepee pendant les audiences tenues dans le nord de la Colombie-Britannique sur les projets de modalités socio-économiques et

Fort St. John, le ministre a annoncé la création ultérieure, pour le nord de la Colombie-Britannique, d'un conseil consultatif qui constituerait un autre outil important pour faire part, à l'Administration et à lui-même, des préoccupations et des aspirations locales à l'égard du projet. A Whitehorse, le ministre a aussi rencontré le Conseil consultatif du Yukon, le Cabinet de l'Administration du Yukon, le Conseil des Indiens du Yukon, et le président de la Yukon Conservation Society, Nancy McPherson.

La réglementation de nature socio-économique du projet au Yukon a connu deux autres événements marquants: en janvier, les représentants de la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd., du Yukon et de l'Administration ont tenu des séminaires d'information dans des collectivités situées le long du tracé du pipe-line. On a présenté des rapports de recherche préparés pour la Société et portant sur l'inflation, les migrations internes et les relations entre les camps et les collectivités, et on a discuté, avec les participants aux réunions publiques, des rôles respectifs de l'Administration et du gouvernement du Yukon.

En outre, en février 1980, a eu lieu un exposé sur les entreprises du Nord, commandité par la Chambre de commerce de Whitehorse et la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd. Barry Yates, un administrateur adjoint de l'Administration, a décrit le rôle et les objectifs de l'Administration en matière d'achat, de possibilités pour les petites entreprises, et de recrutement sur place. Les participants ont passé le reste de la journée à poser des questions aux entrepreneurs, aux représentants syndicaux, au personnel de la Foothills et aux fonctionnaires de l'Administration au sujet de possibilités d'affaires pendant la construction du pipe-line.

## Le Conseil consultatif du Yukon

Pendant toute l'année, les membres du Conseil consultatif du Yukon se sont efforcés d'assimiler les nombreux aspects du projet et ses répercussions pour le Yukon. En février 1979, huit membres ont reçu un mandat de deux ans pour conseiller le ministre sur les répercussions éventuelles de la construction du pipe-line, et sur les façons de maximiser les avantages socio-économiques pour les habitants des alentours.

Le président et le vice-président sont nommés pour un an. Pendant la période visée par le présent rapport, ces postes ont été remplis respectivement par Donald Roberts et Raymond Jackson. Voici les autres membres du Conseil: Cliff Geddes, Joanne Linzey, Wayne Palmer, Dale Stokes, Robert Stubenberg et Charles Taylor.

A la fin de l'année, les trois parties en cause ont discuté de la meilleure façon dont la Foothills pourrait satisfaire aux demandes de renseignements supplémentaires de la Commission sans devoir répéter inutilement un grand nombre de renseignements semblables qu'elle a fournis à l'Administration en réponse aux modalités ou aux exigences techniques de cette dernière.

## Audiences publiques du nord de la Colombie-Britannique

Au nom de l'Administration, M. W. Winston Mair, un expert-conseil ayant une vaste expérience dans les domaines à l'étude, a présidé une série d'audiences publiques qui ont eu lieu, de la mi-novembre à la mi-décembre 1979, pour entendre les vues d'un certain nombre de groupes et de particuliers sur les projets de modalités socio-économiques et écologiques s'appliquant à la planification et à la construction du pipe-line en Colombie-Britannique. En tout, quinze audiences ont eu lieu dans des collectivités du nord de la Colombie-Britannique, et une autre à Grasmere, dans le sud de cette province. Pendant les audiences, M. Mair était aidé d'employés de l'Administration, notamment M. Walter Gryba, chef de la Division socio-économique; M. David Westworth, scientifique écologique principal; et M. Michael Robinson, adjoint socio-économique, qui était secrétaire aux audiences.

L'Union des chefs indiens de la Colombie-Britannique (UBCIC) a été un participant important aux audiences publiques. Avec l'aide financière du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, l'Union a soumis un important document à M. Mair sur les répercussions prévues du pipe-line sur les terres, situées le long du tracé proposé, que les Indiens utilisent depuis toujours pour la chasse, la pêche et le piégeage, de même que sur des incidences du développement économique antérieur. En outre, des représentants de l'Union ont présenté des demandes relatives à des préoccupations locales présentées lors d'audiences dans un certain nombre de réserves.

En février 1979, l'Administration a commandé au *Women's Research Centre* de Vancouver une étude sur les préoccupations des femmes de Fort Nelson et de Whitehorse au sujet des incidences éventuelles du projet du pipe-line sur elles-mêmes et leurs familles. Le Centre a résumé ses principales conclusions dans un document présenté à M. Mair aux audiences. Les conclusions de cette étude ont été publiées en décembre 1979 dans un rapport intitulé «Au-delà du pipe-line».

Le 15 février 1980, M. Mair a présenté à M. Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration, un rapport décrivant les principales préoccupations exprimées aux audiences et soumettant ses recommandations à cet égard. On a apporté certaines modifications



Colin Griffiths, planificateur (à gauche), et Donald Edwards, échevin (à droite), représentent le village de Fort Nelson à une audience qui a eu lieu à cet endroit à la fin de 1979.

aux projets de modalités même si seulement quelques objections ont été soulevées à leur endroit. Le rapport du Président proposait l'adoption d'un certain nombre de mesures précises concernant la façon d'appliquer ultérieurement les modalités, ainsi que des recommandations visant à contrer les répercussions négatives du développement en général, et de celles du pipe-line en particulier. Même si certaines propositions impliquaient des mesures qui dépassaient ses pouvoirs, l'Administration a décidé de les porter à l'attention des ministères fédéraux et provinciaux intéressés.

## Autres consultations publiques

Limitant des efforts semblables amorcés plus tôt au Yukon en 1979-1980, l'Administration a nommé un représentant chargé de renseigner les habitants des collectivités, situées le long du tracé du pipe-line dans le nord de la Colombie-Britannique, sur la nature du projet et le rôle particulier de l'Administration à l'égard de celui-ci. A cette diffusion d'information, qui complétait les programmes entrepris par la Foothills, s'ajoutaient des réunions périodiques entre des hauts fonctionnaires de l'Administration et des représentants des administrations régionales et locales, d'organisations et divers établissements, ainsi que des particuliers.

En septembre 1979, M. Walter Baker, alors ministre responsable de l'Administration, a fait une tournée dans le nord de la Colombie-Britannique et au Yukon. A Fort Nelson et à Fort St. John, il a rencontré les chefs des collectivités pour discuter du projet et expliquer la position du gouvernement. Au petit déjeuner, à



En mars et avril 1979, l'Administration et le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales ont tenu conjointement des audiences publiques au Yukon, afin d'étudier les projets de modalités socio-économiques et écologiques de l'Administration et l'énoncé des incidences environnementales de la Société. L'administration du Yukon et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien étaient aussi représentés aux audiences pour assumer la responsabilité du gouvernement qui se doit de minimiser les répercussions néfastes échappant au contrôle de la Société.

A la fin des audiences publiques au Yukon, la Commission d'évaluation environnementale a présenté, en septembre 1979, un rapport provisoire au ministre de l'Environnement pour préciser les faiblesses de l'énoncé des incidences environnementales fourni par la Société.

Le rapport rejoignait la Foothills Pipe Lines de fournir plus de renseignements sur des questions comme le soulèvement dû au gel et l'affaïssement dû au dégel, le franchissement d'importants cours d'eau, les routes d'accès, et le tracé préféré de la Société dans quatre secteurs précis: le col Ibez, la région du mont Michie et du lac Squanga, le lac Klouane et la vallée Rancheria.

nistration provinciale ou territoriale en cause se réunissent pour discuter du contenu et du degré de précision nécessaire dans un plan particulier. La Société rédige ensuite un projet de document qu'elle soumet à l'examen de l'Administration. Cette dernière peut inviter d'autres groupes intéressés à prendre part à l'examen ou aux réunions qu'elle tient avec la Société pour discuter du document. L'Administration cherche ainsi à résoudre tout conflit éventuel et, au besoin, à en arriver à un équilibre qui servira le mieux l'intérêt du public.

Après de telles discussions, qui peuvent entraîner d'autres révisions, le plan est présenté officiellement par la Société à l'Administration. A cette étape, le document est soumis à l'examen du grand public. Le fonctionnaire désigné tient alors compte de toute observation reçue du public avant d'établir si une autre révision du plan s'impose avant l'approbation finale de celui-ci.

Pendant l'année financière, la Foothills Pipe Lines (North B.C.) a présenté un document initial décrivant les considérations écologiques au *British Columbia Environment and Land Use Committee*. Etant donné que les exigences écologiques provinciales remplissent certaines des modalités prévues par la *Loi sur le pipeline du Nord*, l'Administration a aussi examiné ce document. En outre, elle a étudié un document général sur l'écologie que la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. a présenté au gouvernement de la Saskatchewan.



Des membres de la réserve Lower Post faisant une déclaration lors des audiences publiques, sur les projets de modalités socio-économiques et écologiques, qui ont eu lieu à la fin de 1979 dans le nord-est de la Colombie-Britannique.



## Modalités

Depuis sa création, l'Administration a consacré le plus gros de ses efforts à l'élaboration des modalités socio-économiques et écologiques visant les filiales de la Foothills (Yukon) autorisées à construire le pipe-line au Canada.

Ces documents établissent les normes générales d'exécution que le groupe Foothills doit respecter pendant la construction et l'exploitation du pipe-line. Une fois approuvées par le Gouverneur général en conseil, les modalités sont jointes aux certificats que le Parlement délivre à la Foothills pour lui permettre de construire le pipe-line, et cette Société est légalement tenue de les respecter.

Les modalités ont été élaborées à partir des premiers projets, publiés en mai 1978, puis modifiées ultérieurement au cours d'un processus de consultation et d'examen avec les administrations provinciales et territoriales, divers ministères fédéraux, des groupes d'intérêt public et le groupe Foothills. En outre, elles tiennent compte des documents présentés par divers groupes et des particuliers au cours des audiences publiques. Pendant l'année financière, l'Administration a mis les modalités sous forme finale et elle a demandé au ministère de la Justice d'en faire une version légale.

Des modalités ont été rédigées pour chaque tronçon du pipe-line, c'est-à-dire, l'Alberta, le sud et le nord de la Colombie-Britannique, la Saskatchewan et le Yukon, ainsi que pour le court tronçon longeant la rivière Swift qui, même s'il est situé dans le nord de la Colombie-Britannique, sera construit par la Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.

Les lignes directrices écologiques ont aussi été élaborées grâce au même processus de consultation afin de fournir des directives précises à la Société en vue de planifier, concevoir et construire le pipe-line. Des lignes directrices ont été rédigées pour chaque région que le pipe-line empruntera, exception faite de l'Alberta et de la Saskatchewan. Les normes et usages écologiques normalement exigés par les autorités de ces deux provinces s'appliqueront aux filiales de la Foothills. Comme ces normes et usages sont bien assimilés par les gouvernements et l'industrie, on a cru inutile de les expliquer plus à fond par des lignes directrices supplémentaires.

## Processus de révision

En vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, la Société est tenue de soumettre à l'approbation de l'Adminis-

tration des plans socio-économiques et écologiques décrivant la façon dont elle compte mettre en œuvre certaines modalités. Entre autres, selon ces modalités, la Société doit: consulter et informer les parties intéressées au sujet de la construction du pipe-line; former et fournir des possibilités d'emploi aux autochtones et aux femmes; minimiser les répercussions écologiques néfastes; et mettre en œuvre les procédures de surveillance, de contrôle et d'inspection.



Réserve de la bande Doig, située près du tracé du gazoduc dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Au cours de l'année, l'Administration a commencé l'examen des plans socio-économiques et écologiques, ainsi que de la documentation d'accompagnement, c'est-à-dire, les rapports des experts-conseils, les données techniques et des cartes écologiques, présentes par les filiales de la Foothills et portant sur l'embranchement ouest du pipe-line, en Alberta et dans le sud de la Colombie-Britannique. À la fin de l'année financière, l'Administration a précisé les exigences du plan en vue de la construction des tronçons du pipe-line, et elle a entrepris l'examen des manuels des plans écologiques et des procédures pour l'Alberta et le sud de la Colombie-Britannique.

Le processus d'examen des plans comprend trois étapes: d'abord, la Société, l'Administration et l'admini-

# Activités de l'Administration du pipe-line du Nord

## Introduction

Pendant sa deuxième année d'existence, l'Administration du pipe-line du Nord a continué de préparer la planification et la construction au Canada du gazoduc de la route de l'Alaska.

En particulier, l'Administration a concentré son attention sur les questions suivantes:

— la rédaction finale des modalités socio-économiques et écologiques, ainsi que leur présentation au ministère de la Justice pour qu'il en fasse une version légale;

— l'examen des documents de nature socio-économique, écologique et technique, présentés par les filiales de la Foothills, et décrivant les mesures qu'elles comptent prendre pour respecter les exigences des modalités, des ordonnances techniques; et

— une vaste consultation du grand public, des groupes d'intérêts spéciaux, ainsi que des administrations provinciales et territoriale.

La Loi sur le pipe-line du Nord exige que l'Administration tienne compte des intérêts locaux et régionaux, des droits des résidents, notamment ceux des autochtones, qui habitent près du tracé du pipe-line. A cette fin, l'Administration a tenu des audiences publiques en Colombie-Britannique, et elle a entrepris des travaux sur le terrain dans le nord de la Colombie-Britannique et au Yukon pour mieux renseigner les résidents au sujet du projet, enfin, elle a tenu des réunions trimestrielles avec les administrations provinciales et territoriale pour les tenir informées de l'évolution du projet.

## Responsabilité ministérielle à l'égard de l'Administration du pipe-line du Nord

Des membres du comité directeur du principal bureau opérationnel de l'Administration à Calgary examinent des plans concernant le futur gazoduc de la route de l'Alaska. De gauche à droite: William A. Scottand, administrateur adjoint et fonctionnaire désigné; A. Barry Yates, administrateur adjoint; Harold S. Milligan, administrateur; et Carl von Einsiedel, secrétaire de direction, Opérations.



Le 5 juin 1979, à la suite de la formation du gouvernement conservateur par le Premier ministre Clark, M. Walter Baker a succédé à M. Allan MacEachen à titre de ministre responsable de l'Administration. Le 2 octobre 1979, cette charge a été attribuée au sénateur Robert R. de Cotret. Après l'élection du gouvernement libéral en février 1980, le sénateur H. A. (Bud) Olson a été nommé, le 3 mars 1980, à ce poste.



Surveillance du Parlement

En avril 1978, la Chambre des communes a pris une mesure extraordinaire en créant le Comité permanent des pipelines du Nord, lui confiant pour mission précise de surveiller de façon permanente l'application de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et les activités de l'Administration. La même année, le Sénat instituait dans un but analogue le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

Au cours de 1979-1980, les deux comités se sont réunis à plusieurs reprises afin d'entendre et d'interroger des témoins engagés dans le projet de construction du gazoduc de la route de l'Alaska, à savoir le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, ses représentants, des membres de l'Office national de l'énergie, ainsi que des cadres des sociétés promotrices au Canada et aux Etats-Unis.

Le raccordement de Dempster

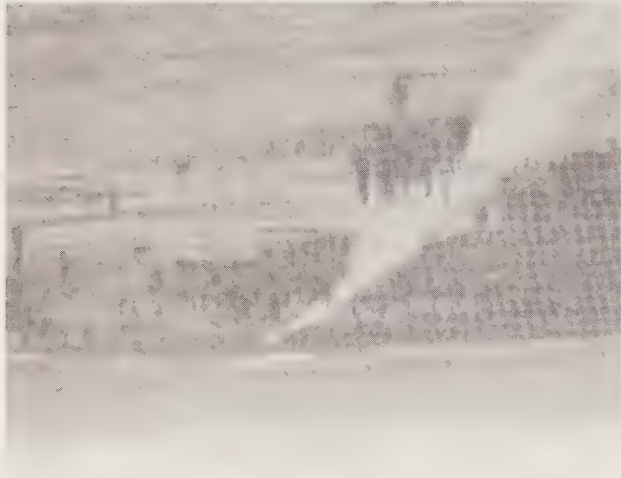
Conformément à un accord conclu avec le gouvernement du Canada en mai 1978, la Foothills (Yukon) a demandé à l'Office national de l'énergie, peu de temps avant l'expiration du délai, fixé au 1<sup>er</sup> juillet 1979, l'autorisation de construire et d'exploiter le raccordement de Dempster. Ce gazoduc de 1 200 kilomètres (746 milles) doit relier le delta du Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest), où gisent des réserves assurées de 5,3 billions de pi<sup>3</sup> (150,1 × 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>) de gaz, à la canalisation principale du gazoduc de la route de l'Alaska en un point situé juste à l'ouest de Whitehorse (Yukon). L'accord canado-américain prévoit une capacité de 1,2 milliard de pieds cubes (34 × 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>) par jour pour l'acheminement du gaz du delta vers les marchés du Sud, par la canalisation principale.



semble du gazoduc au Canada avant que sa mise en chantier soit autorisée.

Au cours des mois qui ont suivi ces événements, deux faits marquants sont survenus. Tout d'abord la date prévue dans l'accord bilatéral pour l'achèvement de l'ensemble du réseau, soit janvier 1983, a été reportée à la fin de 1985 par suite de délais survenus aux États-Unis. Par ailleurs, le volume des surplus de gaz canadiens exportables avait presque sextuplé par rapport au volume d'abord établi par l'Office national de l'énergie.

Ces deux faits connexes sont venus donner à la construction préliminaire des tronçons sud une importance sensiblement plus grande car on croyait que la construction de l'ensemble du gazoduc en serait facilitée, et que le Canada en retirerait des avantages économiques importants sur le plan des investissements, de l'emploi, des rentrées d'argent pour les producteurs et le gouvernement ainsi que sur celui de la balance des paiements. Cependant, les délais mêmes provoqués aux États-Unis par les problèmes complexes qui s'y posaient laissaient planer une incertitude quant à la possibilité que l'ensemble du gazoduc puisse être construit de façon expéditive. Par ricochet, la Foothills n'a pu obtenir le financement nécessaire à l'ensemble du gazoduc du Canada, comme le prescrit la Loi sur le pipe-line du Nord, avant le moment prévu pour la mise en chantier des tronçons sud. À la fin de l'année financière, la principale question que l'on se posait au Canada au sujet de la construction préliminaire des embranchements est et ouest était la suivante: dans quelle mesure les États-Unis peuvent-ils garantir que la deuxième étape de la construction du gazoduc en Alaska sera terminée à temps?



A bord d'un hélicoptère, on voit l'emprise abandonnée du pipe-line Haines-Fairbanks, au nord du lac Kiluane. Les travaux d'arpentage effectués en mars 1980 ont confirmé que le gazoduc de la route de l'Alaska longera cette emprise sur une grande partie du tracé longeant les montagnes Kiluane.

Au début de 1980, les sociétés Pan-Alberta et Foothills ont soumis à l'Office national de l'énergie un certain nombre de présentations touchant les exigences auxquelles il faudrait satisfaire, à leur avis, pour permettre le financement de la construction préliminaire du tronçon sud du gazoduc. Ainsi, la Pan-Alberta a demandé d'être autorisée à exporter, par les embranchements est et ouest, quelque 500 milliards de  $\text{pi}^3$  ( $14,16 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) supplémentaires que l'Office avait déjà jugés excédentaires, mais dont il n'avait pas autorisé l'exportation dans sa décision du 6 décembre 1979. Appuyée par les deux autres sociétés, la Foothills a aussi demandé à l'Office de permettre qu'une partie du gaz (quelque 450 milliards de  $\text{pi}^3$  ou  $12,75 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) que la Consolidated Natural et la ProGas Ltd. avaient déjà été autorisées à exporter aux États-Unis par le prolongement des installations de la TransCanada, soit plutôt acheminée par l'embranchement est.

À la fin de l'année financière, l'étude de bon nombre des questions soulevées par la Pan-Alberta et la Foothills se poursuivait toujours. Cependant, dans un rapport rendu public le 11 mars 1980, l'Office national de l'énergie a reconnu en principe qu'il était essentiel d'acheminer une plus grande quantité de gaz canadien par les installations préliminaires et d'accepter certaines dispositions spéciales d'amortissement, si l'on voulait obtenir le financement nécessaire à la construction préliminaire des embranchements est et ouest.

Cependant, à la fin de l'année financière, un autre problème plus vaste et plus fondamental, touchant la construction préliminaire des tronçons sud du gazoduc au Canada et aux États-Unis, commençait également à se dessiner.

L'accord canado-américain, conclu en septembre 1977, et les lois adoptées ultérieurement par les deux pays signataires pour la mise en œuvre de cette entente prévoient essentiellement la construction du gazoduc de la route de l'Alaska pour acheminer le gaz de la baie Prudhoe jusqu'aux marchés des États du Sud, ainsi que la construction d'un gazoduc de raccordement pour permettre au Canada d'accéder à ses propres réserves du delta du Mackenzie.

On n'avait jamais songé que l'accord bilatéral ou les lois visant à l'appliquer empêcheraient la construction préliminaire des tronçons sud du gazoduc, destinés initialement à l'exportation du gaz canadien. Cependant, la proposition formulée à l'origine par l'Office national de l'énergie supposait que la construction de ces tronçons ne se ferait qu'un peu avant celle des tronçons nord, et ne permettrait donc d'exporter à court terme qu'une quantité relativement faible de gaz canadien. Cette conception se retrouve d'ailleurs dans la douzième condition de l'annexe III de la Loi sur le pipe-line du Nord, adoptée par le Parlement en avril 1978. Suivant cette condition, la Foothills est, entre autres, tenue d'établir, à la satisfaction de l'Office national de l'énergie et du ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, que l'on dispose du financement nécessaire à la construction de l'en-

Comme le volume de gaz alors considéré comme excédentaire aux besoins du Canada était peu important et devait être exporté sur une période brève, l'Office a préconisé que ce gaz soit échangé contre un volume correspondant de gaz devant provenir ultérieurement de l'Alaska.

A la suite d'une nouvelle série d'audiences tenues à l'automne de 1978 et portant sur les approvisionnement et les besoins du Canada en gaz naturel, soit en février de l'année suivante, l'Office national de l'énergie a publié un rapport dans lequel il conclut que, suivant les chiffres les plus stricts, à savoir le volume de gaz livrable actuellement, le Canada a des surplus de gaz exportable de quelque 2 billions de pieds cubes (56,65  $\times 10^9$  m<sup>3</sup>). Au cours de l'été de 1979, l'Office a examiné plusieurs demandes d'exportation de gaz naturel, dont celles soumises par la Pan-Alberta Gas Ltd., visant l'exportation de 4,9 billions de pi<sup>3</sup> (138,8  $\times 10^9$  m<sup>3</sup>) de gaz par les tronçons sud du gazoduc de la route de l'Alaska, destinés à être construits plus tôt que le reste du gazoduc. La demande de la Pan-Alberta faisait partie d'une demande commune faite par la TransCanada Pipelines Ltd. et la Consolidated Natural Gas Ltd., deux sociétés qui, auparavant, se faisaient concurrence. Cette demande commune faisait suite à une entente survenue entre trois grandes sociétés pétrolières canadiennes qui appuyaient l'idée de la construction préliminaire des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska. Il s'agit de la TransCanada, de la Dome Petroleum Ltd., qui venait d'acquiescer une participation majoritaire dans la TransCanada, et de la Alberta Gas Trunk Line Company, maintenant connue sous le nom de Nova, An Alberta Corporation, l'une des deux principales bailleres de fonds de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

Dans un rapport publié le 6 décembre 1979, l'Office national de l'énergie a autorisé l'exportation globale, par les dix sociétés ayant présenté une demande de 3,75 billions de pi<sup>3</sup> (106,2  $\times 10^9$  m<sup>3</sup>) de gaz, sur un total de 4,5 billions (127,5  $\times 10^9$  m<sup>3</sup>), qu'il estimait excédentaires aux besoins nationaux, vu l'augmentation importante du volume des réserves assurées du Canada.

L'Office a approuvé l'exportation, par la Pan-Alberta, au moyen des installations préliminaires, de près de la moitié du volume total de gaz dont la vente aux États-Unis avait été autorisée, soit 1,8 billion de pi<sup>3</sup> (51  $\times 10^9$  m<sup>3</sup>), mais c'était là un volume sensiblement inférieur aux 4,9 billions de pi<sup>3</sup> (138,8  $\times 10^9$  m<sup>3</sup>) de gaz qui faisaient l'objet de la demande de la société. La Foothills, de concert avec les sociétés américaines promotrices des embranchements est et ouest, a été prompte à répondre que le volume de gaz dont on avait approuvé l'exportation par les tronçons préliminaires ne justifiait pas la construction de ces ouvrages, sur un plan financier, puisqu'il demeurerait une incertitude quant au moment où le reste du réseau serait achevé et pourrait acheminer le gaz de l'Alaska.

Arpentage et déblayage d'une ligne de deux mètres le long de la limite sud de l'emprise projetée du pipe-line pour établir le tracé final. Maureen Jensen (1<sup>re</sup> à droite), coordonnatrice des relations avec les collectivités, discute des progrès réalisés avec l'équipe d'arpentage.



construction des tronçons nord du gazoduc situés au Canada, conformément au calendrier révisé qu'il avait fallu établir par suite des nouveaux délais survenus aux États-Unis.

L'Administration a continué de consacrer beaucoup de temps à l'élaboration des conditions socio-économiques et environnementales applicables à la planification, à la construction et à l'exploitation du gazoduc au Canada par les sociétés membres de la Foothills, mais l'Office national de l'énergie (ONE) a aussi, pour sa part, examiné nombre de questions connexes en matière de réglementation.

Aux termes d'une ordonnance rendue en avril 1979, l'Office a convoqué une série d'audiences publiques devant porter sur différentes questions touchant le projet. Du nombre de ces questions, mentionnons les taux que devra percevoir la Foothills pour l'acheminement du gaz de l'Alaska par le réseau canadien et, auparavant, pour l'acheminement du gaz albertain par les tronçons sud, l'établissement d'une formule de rendement du capital investi propre à inciter les sociétés à minimiser le coût de la construction, ainsi que la possibilité de financer le projet au Canada.

## Première étape: construction des embranchements est et ouest

Dans son rapport du mois de juillet 1977 intitulé: «Motifs de décision—Pipelines du Nord», l'Office national de l'énergie a proposé que l'on examine la possibilité de construire, un peu avant le reste du pipe-line, les tronçons sud du gazoduc de la route de l'Alaska devant traverser le Canada et les États-Unis, de manière à pouvoir exporter aux États-Unis une faible quantité excédentaire de gaz canadien évaluée à quelque 800 milliards de pieds cubes (22,66  $\times 10^9$  m<sup>3</sup>).



de l'Énergie des États-Unis ont permis de faire des progrès considérables dans le règlement de ces problèmes, mais on n'avait encore trouvé aucune solution définitive à la fin de l'année financière.

### Première étape: construction des embranchements est et ouest

La *Federal Energy Regulatory Commission* avait approuvé conditionnellement, en juin 1978, l'importation par la Northwest Alaska de 1,04 milliard de pieds cubes ( $29,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) de gaz canadien par jour au moyen des installations préliminaires des tronçons sud du gazoduc de la route de l'Alaska. Il lui restait cependant alors à régler un certain nombre de questions de réglementation touchant la construction des embranchements est et ouest du réseau aux États-Unis, ainsi que l'importation de gaz canadien.

En avril 1979, la FEREC a ordonné la tenue prompte d'audiences sur la construction préliminaire de l'embranchement ouest du réseau jusqu'en Californie, et sur celle de l'embranchement est qui aboutira dans le centre des États-Unis. En janvier 1980, elle a approuvé la construction d'une partie de l'embranchement ouest traversant le territoire américain, soit la canalisation de 258 kilomètres (160,5 milles) du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui va de la localité frontrière de Kingsgate (C.-B.) jusqu'à Stanfield (Oregon). La FEREC a reporté sa décision touchant la proposition de transporter le gaz canadien de Stanfield jusqu'à la fin du mois de mars 1980, la FEREC n'avait toujours pas rendu de décision finale.

## Principaux événements survenus au Canada

### La canalisation principale

Au cours de l'année, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. et les sociétés chargées de construire les différents tronçons se sont employées à planifier la construction préliminaire des embranchements est et ouest du gazoduc en 1980-1981, dont l'objectif initial était d'exporter la production excédentaire de gaz canadien aux États-Unis. Parallèlement, la Foothills a poursuivi ses travaux de conception et d'ingénierie ainsi que ses autres activités touchant la deuxième étape de la

dent, plusieurs mois se sont écoulés sans que ne se précise guère le rôle que devaient jouer les producteurs de gaz et l'État de l'Alaska sur le plan du financement. Durant cette même période, on n'a en outre réussi à conclure qu'un très petit nombre d'accords avec les expéditeurs américains pour la distribution du gaz de la baie Prudhoe sur le marché des États du Sud, sans compter que les derniers travaux de conception et d'ingénierie de l'immense et complexe usine de traitement qui doit être construite à la baie Prudhoe étaient au point mort. Par ailleurs, les producteurs contestaient vivement la première décision de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FEREC) des États-Unis touchant les frais de traitement du gaz avant son acheminement par le réseau, décision qui les obligeait à assumer la majeure partie de ces frais.

Un discours prononcé par le Président Carter à Kansas City, le 16 juillet 1979, soit le lendemain de l'annonce des propositions en vue d'un tout nouveau et important programme énergétique national, a été un point tournant dans ce dossier. Faisant ressortir à quel point il importe aux États-Unis d'exploiter leurs importantes réserves de gaz de la baie Prudhoe afin de réduire leur dépendance par rapport aux approvisionnements incertains en pétrole étranger, le Président a déclaré que les producteurs du versant nord avaient tardé à offrir l'aide financière nécessaire pour construire le pipe-line destiné à acheminer ce gaz vers les marchés du Sud. Il a précisé, à la même occasion, qu'il avait demandé au secrétaire à l'Énergie de convoquer ces producteurs et de leur enjoindre de passer aux actes, et qu'il verrait personnellement à ce que l'on procède sans autre délai à la construction de ce gazoduc.

Pendant plusieurs mois après la déclaration du Président Carter, des discussions intensives ont eu lieu entre, d'une part, le secrétaire à l'Énergie et ses représentants, et d'autre part, ceux de la société promotrice du gazoduc en Alaska, les trois principaux producteurs de gaz de la baie Prudhoe et l'État de l'Alaska. Ces échanges ont porté sur diverses propositions avancées par les producteurs de gaz et sur les différentes formules proposées par un expert-conseil à qui le département de l'Énergie avait confié la mission d'élaborer un accord acceptable pour toutes les parties en cause. Du nombre des questions complexes débattues durant cette période, mentionnons le rôle que devaient jouer respectivement, dans la gestion du projet, la société promotrice du pipe-line et les producteurs de gaz et leur part relative des investissements, le mode de partage des autres frais qu'il faudrait engager pour terminer les études nécessaires aux derniers travaux de conception et d'ingénierie relatifs au gazoduc de l'Alaska et à l'usine de traitement. Parmi les questions à étudier, il restait à déterminer le coût ultime de la conception du réseau, la répartition des frais de traitement du gaz entre les producteurs et les expéditeurs/conconsommateurs, ainsi que la nature et le montant des emprunts que pourraient devoir contracter les producteurs. Les rencontres convoquées par le département



A la suite du dépôt, et de l'approbation ultérieure par le Congrès de la décision et du rapport du Président

Dans la décision et le rapport qu'il a soumis au Congrès en septembre 1977, le Président Carter affirme que le financement de l'ensemble du projet devra provenir du secteur privé. De plus, il y soutient que tant les producteurs de gaz de la baie Prudhoe que l'Etat de l'Alaska devront, à titre de principaux bénéficiaires de cette entreprise, participer au financement du tronçon du gazoduc situé en Alaska.

Cependant, au-delà de toutes ces questions, il y avait un problème critique à résoudre. Il s'agit du financement de la construction de l'usine de traitement du gaz, à la baie Prudhoe, ainsi que des 1 180 kilomètres (730 milles) de canalisation devant traverser le versant nord de l'Alaska et relier la baie Prudhoe à la frontière du Yukon.

problèmes, mentionnons les modalités de tarification de l'acheminement du gaz que devront appliquer les diverses sociétés qui exploitent le système du pipeline aux Etats-Unis, la formule de rendement du capital investi, laquelle doit pouvoir inciter fortement les sociétés à réduire le plus possible les investissements nécessaires, ainsi que le tracé général du gazoduc en Alaska, de même que le choix de la pression de fonctionnement du gazoduc et celui du diamètre des tuyaux.

En voyage sur les bords de la baie Prudhoe en septembre 1979, M. Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration, regarde le point de départ de l'oléoduc Trans-Alaska qui relie le versant nord de l'Alaska au port de Valdez, à 800 milles vers le sud. Le gazoduc de la route de l'Alaska longera l'oléoduc, sur la plus grande partie du tracé, jusqu'à Fairbanks (Alaska), de là il s'orientera vers le sud-est, le long de la route de l'Alaska, jusqu'au Yukon.



## Principaux événements survenus aux Etats-Unis

### La canalisation principale

Au cours de la période considérée dans le présent rapport, les Etats-Unis ont vécu un certain nombre d'événements importants touchant l'ensemble du projet du gazoduc de la route de l'Alaska.

A la fin de mai 1979, le Congrès a approuvé le plan de réorganisation limitée, déposé par le Président Carter, qui prévoit l'institution d'un comité d'orientation de la Maison-Blanche et la création de l'*Office of the Federal Inspector* en vue de hâter la réalisation du projet et de coordonner les activités de tous les départements et organismes fédéraux en cause. En juillet, le Sénat américain a confirmé la nomination de M. John T. Rhet à la tête de l'*Office of the Federal Inspector*, dont les fonctions sont, à bien des égards, semblables à celles du directeur général de l'Administration du pipeline du Nord au Canada.

Les autorités compétentes américaines ont également réglé plusieurs problèmes de réglementation demeurés jusque-là en suspens. Du nombre de ces

# Principaux événements relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska, survenus au Canada et aux Etats-Unis

## Aperçu général de la situation

Au cours de 1979-1980, les gouvernements, les organismes de réglementation, les sociétés parrainant le gazoduc et les producteurs de la baie Prudhoe ont mené des activités intensives et de grande envergure, de part et d'autre de la frontière canado-américaine, en vue de résoudre les nombreux problèmes complexes, demeurés sans solution, touchant la planification et la construction du gazoduc de la route de l'Alaska.

Ces activités touchaient à la fois le règlement des problèmes concernant la canalisation principale, notamment les tronçons nord du gazoduc, situés au Canada et en Alaska, et l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe, ainsi que la construction préliminaire des tronçons sud du gazoduc, au Canada et dans les Etats du Sud, qui doivent tout d'abord servir à acheminer la production excédentaire de gaz albertain vers les marchés américains.

Dans les deux pays frontaliers, on a surtout concentré ses énergies à aplanir les obstacles de manière à pouvoir commencer la première étape du projet par la construction de l'embranchement ouest en 1980, puis en 1981. (Des août 1980, les autorités du Canada et des Etats-Unis avaient accordé les approbations nécessaires à l'exécution de la première étape du projet et la mise en chantier du tronçon ouest a suivi immédiatement.)

Des progrès importants ont été réalisés durant l'année financière sur les plans de la conception, de l'ingénierie, du tracé ainsi que des dispositions réglementaires touchant les tronçons nord de la canalisation, situés au Canada et aux Etats-Unis.

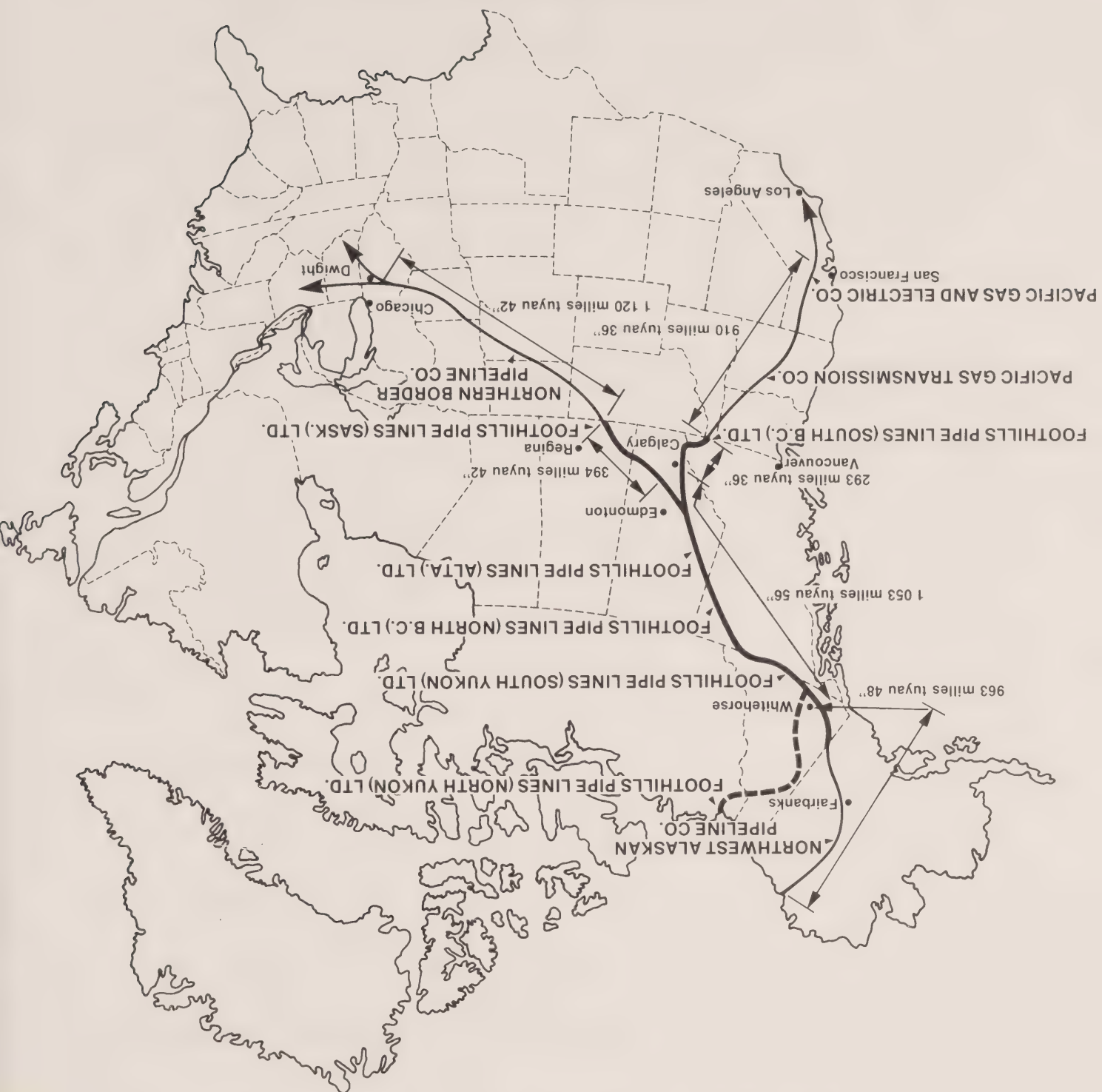
Au cours de cette période, le gouvernement des Etats-Unis, le parrain du pipe-line, soit la Northwest Alaskan Pipeline Company, les trois principaux producteurs de gaz de la baie Prudhoe, à savoir la Exxon, la Sohio et l'Arco, ainsi que l'Etat de l'Alaska ont concerté leurs efforts en vue de résoudre l'une des plus grandes difficultés de cette entreprise: le financement de ce réseau de pipe-lines et de l'usine de traitement du gaz, qui doit être construite en Alaska, évalués à plusieurs milliards de dollars.

La société promotrice du pipe-line et les producteurs ont fait de grands progrès dans l'élaboration d'un accord en vue du partage des quelque 500 millions de dollars de frais qu'entraîneront à tout le moins les derniers travaux de conception et d'ingénierie relatifs au gazoduc de l'Alaska et à l'usine de traitement.

A la fin de l'année financière, ils étaient sur le point de conclure une entente touchant l'élaboration d'un plan réalisable pour le financement de la construction, tant du gazoduc de l'Alaska que de l'usine de traitement. (En juin 1980, les deux parties ont conclu un accord de partage des frais et rendu public une déclaration d'intention relative au financement.)

L'ensemble du réseau de pipe-lines devait initialement, au terme de l'accord canado-américain, entrer en service en janvier 1983, mais ce délai a ensuite été reporté à la fin de 1984 par suite d'un certain nombre de retards. Puis, à cause du temps considérablement nécessaire pour arrêter les modalités de partage des frais et de financement, et pour parachever les travaux de conception et d'ingénierie du réseau de l'Alaska, il a fallu reporter à nouveau à la fin de 1985 la date d'achèvement de l'ensemble des travaux.

# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



Voir les mesures en unités dans la description du  
projet



# Table des matières

Page

<b>Principaux événements relatifs au gazoduc de la Route de l'Alaska, survenus au Canada et aux États-Unis .....</b>	<b>1</b>
Aperçu général de la situation .....	1
Principaux événements survenus aux États-Unis .....	2
La canalisation principale .....	2
Première étape: construction des embranchements est et ouest ..	3
Principaux événements survenus au Canada .....	3
La canalisation principale .....	3
Première étape: construction des embranchements est et ouest ..	4
Surveillance du Parlement .....	6
Le raccordement de Dempster .....	6
<b>Activités de l'Administration du pipe-line du Nord .....</b>	<b>7</b>
Introduction .....	7
Responsabilité ministérielle à l'égard de l'Administration du pipe-line du Nord .....	7
Modalités .....	8
Processus de révision .....	8
Commission d'évaluation environnementale pour le Yukon .....	9
Audiences publiques du nord de la Colombie-Britannique .....	10
Autres consultations publiques .....	10
Le Conseil consultatif du Yukon .....	11
Relations avec les autochtones .....	11
Coordination fédérale-provinciale .....	13
Programme d'acquisition .....	13
Contrats d'acquisition .....	13
Planification du recrutement .....	14
Transports et logistique .....	14
Gestion du projet .....	14
Landowner's Information Booklet .....	15
Plans, profils et livres de renvoi .....	15
Rôle de réglementation du gouvernement fédéral .....	15
Travaux techniques .....	16
Programme relatif au soulèvement dû au gel et à l'affaissement du au dégel .....	16
Contrôle des bris des tuyaux .....	17
Examen technique général .....	17
<b>Finances, personnel et langues officielles .....</b>	<b>19</b>
Finances et personnel .....	19
Plan des langues officielles .....	19
<b>Annexes</b>	
A Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord .....	20
B Rapport du Vérificateur général du Canada .....	21
C Description du projet .....	24
Première étape: construction des tronçons sud .....	25
D Administration du pipe-line du Nord – Cadres supérieurs et adresses des bureaux .....	26



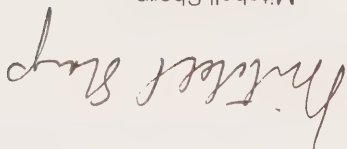
Le 31 décembre 1980

Monsieur le Ministre,

Je vous sou mets le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1980, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

H. A. (Bud) Olson, sénateur, c.p.,  
Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Ottawa (Ontario).



## Remerciements

Nous désirons remercier les personnes et organismes suivants qui nous ont autorisés à utiliser les photographies publiées dans le présent rapport:

Bruce Douglas, Whitehorse (Yukon)  
Alan Ferguson, Bureau de recherche, *Environmental and Land Use Committee Secretariat*,  
Victoria (Colombie-Britannique)  
La compagnie Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.  
*Fort Nelson News*, Fort Nelson (Colombie-Britannique)  
Photothèque de l'Office national du film, Ottawa (Ontario)  
*Onions Photography*, Calgary (Alberta)  
Le gouvernement territorial du Yukon, Whitehorse (Yukon)

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

## RAPPORT ANNUEL

1979-1980

**COUVERTURE** — Les ombres allongées de l'hiver sur le ruisseau Quill dans le parc national de Kluane, au Yukon.

ISBN 0-662-51100-X

N° de cat. C88-1/1980

© Ministère des Approvisionnements et Services Canada 1981

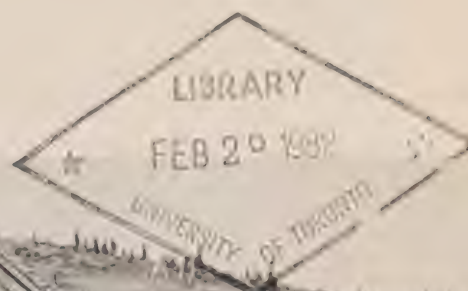




ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD  
RAPPORT ANNUEL  
1979-1980

CAI  
NP  
-A56

# NORTHERN PIPELINE AGENCY ANNUAL REPORT 1980-1981



Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1982

Cat. No. C 88-1/1981

ISBN 0-662-51703-2

**Cover**—Pipeline activity in full swing on the Flathead Ridge of southeastern British Columbia. Leave-to-proceed with construction of this first section of the Western Leg was granted by the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency on August 5, 1980. Shown here, a thick layer of plastic, called rock-shield, is being applied to the pipe before it is lowered into the trench.





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1980-1981**

## Acknowledgements

We wish to thank the following individuals and organizations for permission to use the photographs shown in this report:

Lee Burkitt, *Daily Townsman*, Cranbrook, British Columbia.  
*Calgary Herald*, Calgary, Alberta.  
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary, Alberta.  
Judith Kenyon, *Fort Nelson News*, Fort Nelson, British Columbia.  
*Vancouver Sun*, Vancouver, British Columbia.  
*Whitehorse Star*, Whitehorse, Yukon.

Ottawa, Ontario.  
December 31, 1981.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1981, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the Northern Pipeline Act.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

Senator The Honourable H.A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,  
Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency,  
Ottawa, Ontario.

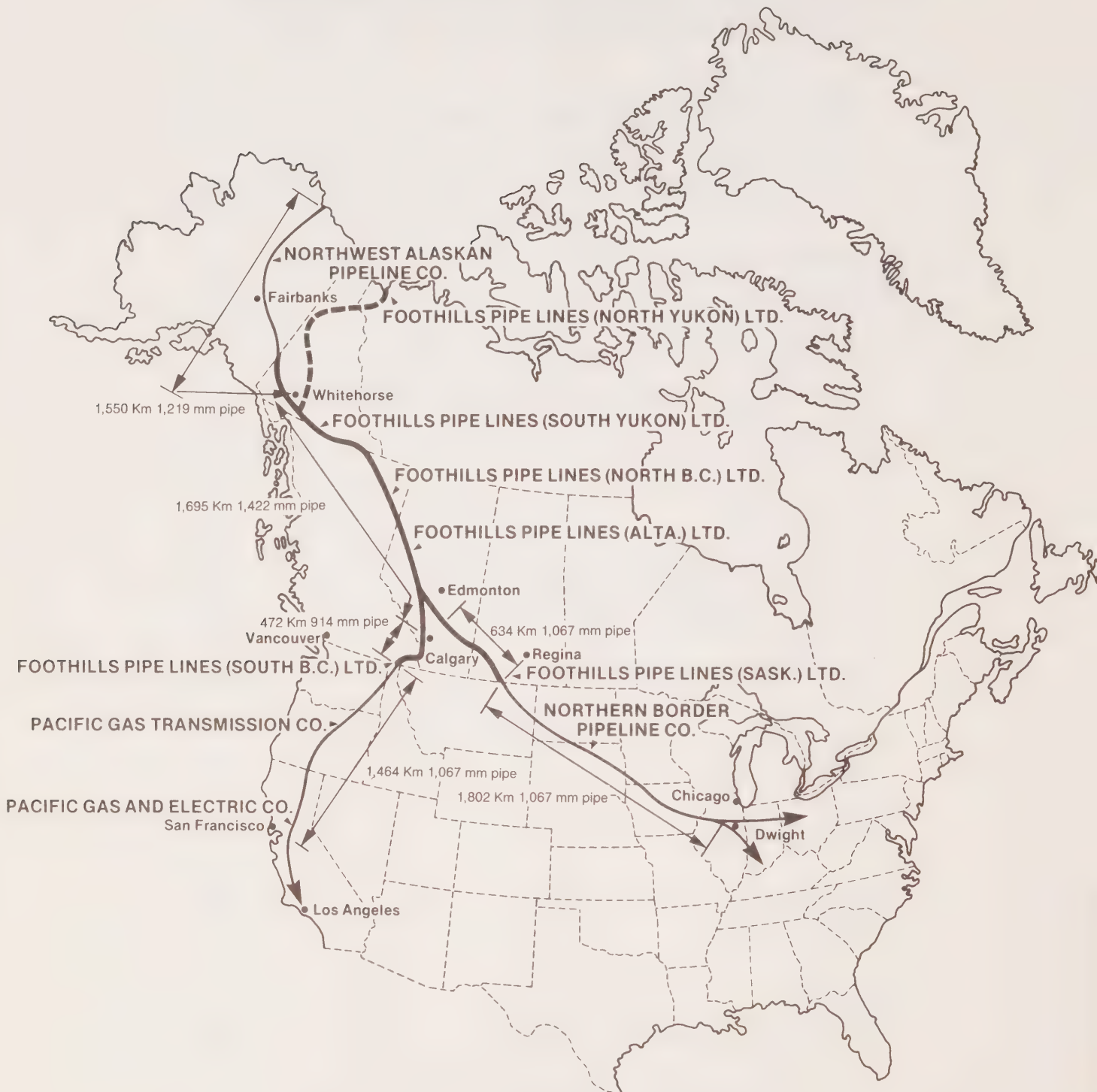




# Table of Contents

	Page
<b>Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project</b>	<b>1</b>
Overview	1
Major U.S. Developments	2
The Mainline Project	2
First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs	3
Major Canadian Developments	3
The Mainline System	3
Parliamentary Surveillance	5
First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs	5
<b>Operations of the Northern Pipeline Agency</b>	<b>9</b>
Agency Activities	9
Terms and Conditions	10
Plan Review and Approval	10
Environmental Assessment and Review Panel for Yukon	11
The Mair Report	11
Federal-Provincial Co-ordination	11
Advisory Councils	12
Native Relations	13
Other Public Consultations	14
Manpower Planning	15
Industrial Benefits	16
Transportation and Logistics	16
Project Scheduling and Cost-Control Procedures	17
Incentive Rate of Return and Final Design Cost Estimates	17
Western Leg Construction—Cost Performance	18
Plans, Profiles and Books of Reference	18
Route Selections	18
Leave to Take Additional Lands	19
Exercise of Other Federal Regulatory Powers	
Transferred to the Northern Pipeline Agency	19
Field Surveillance	20
Engineering Activities	21
Quill Creek Test Program	22
Geotechnical Drilling Program	22
Pipe-Fracture Control	23
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b>	<b>24</b>
Finance and Personnel	24
Official Languages Plan	24
<b>Appendices</b>	
A The Role of the Northern Pipeline Agency	25
B Report of the Auditor General of Canada	26
C Project Description	29
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections	30
D Northern Pipeline Agency—Senior Officers and Office Locations	31

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



See Project Description for imperial measurements



---

# Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

---

## Overview

---

Significant progress in moving forward with the Alaska Highway Gas Pipeline Project was made across a broad front during the 1980-81 fiscal year, the foremost development being commencement of first-stage construction of the 2,992-kilometre (1,858-mile) southern segments in Canada and the United States.

Extensive planning, research and field studies on socio-economic, environmental, archeological and engineering matters involved in the building of the remaining northern segment in Canada by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. and of the Alaskan pipeline and gas conditioning plant by the U.S. project sponsor and gas producers continued throughout the year. Considerable strides were also made in dealing with outstanding regulatory issues in both countries.

A major advance occurred in June, 1980, when the pipeline sponsor in Alaska—Alaskan Northwest—and the three leading owners of natural gas reserves at Prudhoe Bay—Exxon, Sohio and Atlantic Richfield—arrived at an agreement to share expenditures of some \$500 million or more to complete final design and engineering of both the pipeline and gas conditioning plant in the state.

At the same time, the pipeline sponsor and producers also stated their intention of working together to develop a plan aimed at meeting the single greatest challenge facing the entire project—raising the immense amount of private investment capital required to finance construction of the costly Alaskan portion of the system. (The pipeline sponsor and the three gas producers reached agreement in May, 1981, on the

concepts underlying a plan to finance the Alaskan segment of the pipeline and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay. Under this plan, the producers would put up 30 per cent of the equity capital required for the Alaskan system and the pipeline sponsor would be responsible for raising the remainder, while both would have a responsibility for arranging the additional debt capital required to finance the project.)

The Statement of Intention issued in June of 1980 by the Alaskan pipeline sponsor and the producers was one of three major elements that led the Canadian government in mid-July to authorize first-stage construction of the Western and Eastern Legs of the system in southern Canada for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to markets in the mid-western and western United States. Secondly, in response to the assurances sought from the United States that construction of the entire system would proceed expeditiously, the Senate and the House of Representatives unanimously adopted a supporting joint resolution in late June and early July 1980. The third element behind the decision by the Government of Canada was a letter from President Jimmy Carter to the Prime Minister in mid-July expressing the confidence of the United States' government that the U.S. portion of the project would be completed on a timely basis.

On February 6, 1981, shortly after the new Administration of President Ronald Reagan assumed office, Secretary of Energy James B. Edwards wrote to Senator the Hon. H.A. (Bud) Olson, Minister responsible for

Canada's Northern Pipeline Agency, to renew the firm commitment of the Government of the United States to the completion of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in line with the agreement between the two countries. Secretary Edwards' position was reiterated by President Reagan in his Address to both Houses of Parliament on March 11, 1981. "I am happy to say that in the recent past we have made progress on matters of great mutual importance," the President stated. "Our governments have already discussed one of the largest joint private projects ever undertaken by two nations—the pipeline to bring Alaskan gas to the continental United States. We strongly favour prompt completion of the project based on private financing."

By year's end, construction of the Western Leg in Canada had been virtually completed, while work in the United States was continuing with the goal of commencing the first flow of gas to California markets by October, 1981. Plans were also being completed for a start on construction in both countries of the Eastern Leg of the project over a two-year period.



Flat cars, loaded with 914 mm (36 in.) diameter pipe for Western Leg construction, pass through the Calgary rail yards.

During the year, work continued on the final design and engineering of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay and the northern segment of the pipeline system stretching from the North Slope of Alaska

through southern Yukon, northeastern British Columbia to James River in central Alberta. Further extensive testing was undertaken of soil and terrain conditions along the proposed route and continuing study devoted to potential socio-economic, environmental and archeological impacts of the project. In particular, major new test facilities built by Foothills at Quill Creek in Yukon and complementary facilities installed earlier by Northwest Alaskan enable intensive research to be conducted on the most feasible means of overcoming the difficult technological problem of frost heave and thaw settlement of pipe installed through areas of discontinuous permafrost—a problem that is dealt with in more detail later in this report.

The project sponsors and governments in both Canada and the United States were aiming at a target for completion of the entire project by late 1985. There were growing indications by the end of the fiscal year, however, that the completion date could be set back to 1986 because of delays in finalizing plans for private funding of the Alaskan portion of the system and subsequently securing amendments to U.S. legislation by Congress that were essential to the successful financing of both the Alaskan segment and the mainline in Canada.

The Agreement between Canada and the United States of September, 1977, governing the Alaska Highway Gas Pipeline declared the intention of the two governments that the project should be utilized to advance the national economic and energy interests and to maximize the related industrial benefits to each country, while at the same time ensuring that procurement for the project was undertaken on generally competitive terms. In June, 1980, an exchange of notes between the two governments established procedures designed to ensure the achievement of those objectives.

---

## Major U.S. Developments

---

### The Mainline Project

---

As already indicated, one of the major developments with respect to the U.S. portion of the project was the Joint Statement of Intention issued by the pipeline sponsor and the three producers in Alaska on June 19, 1980, with regard to the completion of final design and engineering for the Alaskan pipeline and conditioning plant and the financing of their construction.

The agreement was the outcome of a long and intense series of negotiations initiated 11 months previously by President Carter, under the aegis of the



Secretary of Energy, to end the stalemate that had existed up to that time. Alaskan Northwest and the producers undertook to share the expenditure of some \$500 million to complete the final design and engineering work required to undertake construction of the pipeline and gas conditioning plant in Alaska and to arrive at a final estimate of their total cost, both of which were a prerequisite for the completion of a plan for financing the system. In that connection, the producers further stated that, along with their advisers, they would "work with Alaskan Northwest in an effort to develop its financing plan in such time and manner so that necessary governmental approvals may be obtained and construction commenced and completed as scheduled by Alaskan Northwest".

In late August, 1980, the consortium of gas shipping companies sponsoring the 1,200 km (743 mi.) Alaskan section of the pipeline was further strengthened by the addition of four more member companies, bringing the total to 11 (subsequently reduced to 10 with the withdrawal of one of the additional U.S. companies). One of the four was TransCanada PipeLines Ltd., which operates the largest natural gas transportation system in Canada and which has played a leading role in the Northern Border Pipeline Co., sponsor of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline system in the United States.

In line with the agreement reached in June, 1980, between the producers and pipeline sponsor in Alaska, contracts were let later in the fiscal year to Fluor Engineering and Construction, Inc. to complete the final design and engineering of the pipeline, and a similar contract was awarded to the Ralph M. Parsons Co. with respect to the gas conditioning plant.

A further significant step forward was taken in December, 1980, when the then U.S. Secretary of the Interior, Cecil Andrus, signed the grant providing a 30-year right-of-way for the pipeline across some 690 km (430 mi.) of federal lands in Alaska. The right-of-way grant contained a number of conditions, including the routing of the pipeline through the state and the separation of the gas line from the existing oil pipeline over the route from Prudhoe Bay to Fairbanks, Alaska. Applications filed for the grant of right-of-way for the pipeline through land owned by the State of Alaska and for the leasing from the state of the proposed site of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay were still under consideration at the end of the fiscal year.

---

### **First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs**

---

During the fiscal year, as already noted, U.S. regulatory agencies granted all necessary approvals for first-

stage construction in the United States of the Western and Eastern Legs of the project and importation of gas through these pipelines which previously had been authorized for export by the Canadian government.

While the 1,321 km (821 mi.) Eastern Leg being built by Northern Border Pipeline Co. was originally scheduled to be started and completed in 1981, it was eventually decided to spread construction of this segment in both Canada and the United States over a two-year period. The extended construction period was the result of a decision by the North Dakota Public Service Commission to reject, on environmental grounds, the route of the pipeline through the state approved earlier by the Federal Energy Regulatory Commission. Subsequently, U.S. federal regulatory agencies and Northern Border challenged the ruling in the courts on constitutional grounds, arguing that federal authority to determine routing issues should prevail. (The federal position was upheld by a judicial decision handed down in April, 1981.)

First-stage construction of the Western Leg of the pipeline system in the United States, which began in December, 1980, involved installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. For purposes of transmission of Alaskan gas to California markets, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems eventually will be extended over a distance of some 1,464 km (911 mi.). For the initial transmission of Canadian gas to western U.S. states, however, the Federal Energy Regulatory Commission authorized the establishment of what was designated as the Western Delivery System, which involved the addition of around 565 km (361 mi.) of loops to the existing systems of Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas. Installation of these loops commenced in September, 1980.

---

## **Major Canadian Developments**

---

### **The Mainline System**

---

The main focus of attention by the Canadian participants in the project during the year was on first-stage construction of the southern segments of the system to allow for the export of surplus Alberta gas to the United States. At the same time, however, the Foothills Group of Companies continued to develop many of their engineering, socio-economic and environmental plans for the design and construction of the mainline portions of the pipeline. In addition, the National Energy Board and the Northern Pipeline Agency con-





Pipe is stockpiled in the Flathead Ridge area in southeastern British Columbia for use in Western Leg construction during 1980.

sidered a number of issues of concern to the entire system.

The Board resumed public hearings in May, 1980, on the outstanding tariff and financing matters relating to the overall project. While the timing of construction of the northern segments in Canada and the United States was to be co-ordinated as closely as possible, Foothills (Yukon) insisted on several occasions that it be authorized to obtain reimbursement for its full cost of service when the Canadian section was completed and leave-to-open had been granted by the Board. In its Reasons for Decision of May 9, 1980, the Board modified its earlier position and accepted the company's case that a full cost-of-service tariff be allowed for the mainline when leave-to-open was granted in Canada even if Alaskan gas were not yet flowing.

The National Energy Board's Decision also included revisions to the Incentive Rate of Return Scheme for the mainline to bring it into line with that authorized for the southern segments, approval of several other tariff matters, and approval of preliminary expenditures of Foothills for 1979. In addition, the Board stated its intention of seeking approval by the Governor in Coun-

cil of regulations it had previously proposed for adjusting the amount of depreciation of the pre-built sections of the line after Alaskan gas deliveries commenced.

In a related decision in June, 1980, the Board reduced the project risk premium component of the Incentive Rate of Return mechanism for the mainline segments of the system. The slight modification was made as a result of the Board's earlier decision to allow for commencement of the full cost-of-service tariff following leave-to-open of the mainline in Canada.

In fiscal year 1980-81, the Northern Pipeline Agency completed the extensive process of formulating the socio-economic and environmental terms and conditions to govern the planning, construction and initial operation of all segments of the pipeline in Canada and submitted them to the Governor in Council for approval. Following the government's decision in July, 1980, to proceed with construction of Phase I, the terms and conditions for Alberta and southern British Columbia were adopted and in January, 1981, the Governor in Council approved the terms and conditions for all remaining segments of the pipeline other than Yukon. Consideration of the Yukon terms and

conditions was deferred pending a review of the possible implications of the mobility rights' provision included in the proposed Canadian Charter of Rights and Freedoms. The terms and conditions developed by the Northern Pipeline Agency provide for the preferential hiring of Yukon and Mackenzie District residents and the hiring of other individuals only in southern centres as a means of controlling in-migration.

---

## Parliamentary Surveillance

---

The House of Commons Standing Committee on Northern Pipelines was established by Parliament in April, 1978, to oversee the implementation of the *Northern Pipeline Act* and to maintain surveillance on the operations of the Agency throughout the course of the pipeline project. In June of the same year, the Senate took a similar step and set up a Special Committee on the Northern Pipeline.

During the fiscal year, both committees met several times to hear evidence on the status of the Alaska Highway Gas Pipeline from the responsible Minister and Agency officials, members of the National Energy Board, and senior officers of the Foothills Group of Companies.

---

## First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs

---

In its report to the federal government of July, 1977, on the northern pipeline project, the National Energy Board proposed that the southern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada and the United States be "pre-built" somewhat in advance of the northern section of the line for the initial purpose of exporting what it considered to be a relatively small surplus of Canadian natural gas to U.S. markets in the West and Mid-West. Subsequently, the concept was endorsed in principle by President Carter in the Decision and Report that he submitted to Congress a few months later.

During the intervening period, however, there were two fundamental changes in circumstances that had major implications for the pre-build proposal. The first such change involved the scheduled completion date for the entire project, which by the beginning of the fiscal year under review had been set back from the original target of January, 1983, provided for in the Canada-U.S. Agreement to late 1985 as a result of a number of delaying factors. The second change involved the National Energy Board's calculation of the amount of surplus Canadian gas available for export to the United States from an initial estimate of some

22.54 billion cubic metres (800 billion cubic feet [bcf]) to around 126.78 billion cubic metres (4.5 trillion cubic feet [tcf]).

Pre-building had always been regarded from the outset as providing a significant advantage in easing the economic pressure that might be imposed on manpower and productive facilities in both countries if the whole project were to proceed at once. As a result of the delays which had been encountered, however, pre-building also came to assume even greater importance as a means of facilitating completion of the entire system by maintaining the momentum of the project and by the provision of a cash flow from the pre-build segments with which to help finance the heavy costs of the northern sections of the pipeline. The substantial increase in the available surplus gas determined by the National Energy Board over that originally estimated also had the potential to yield much greater economic benefits to Canada from gas exports through the Western and Eastern Legs of the system.

At the same time, however, the setback in the scheduled date for completion of the project of almost three years created a serious dilemma for Canada. As previously indicated, it had initially been assumed that pre-building of the southern segments would be undertaken only moderately in advance of construction of the remaining parts of the system in northern Canada and Alaska. This assumption was reflected in what was designated as Condition 12 in Schedule III of the *Northern Pipeline Act*. This provision required Foothills to satisfy both the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency and the National Energy Board that financing had been obtained for the entire Canadian project before commencing construction.

Because of the delays encountered in plans for proceeding with construction of the northern segment, which resulted mainly from the lack of resolution of issues relating to the financing of the project in Alaska, it became impossible for Foothills to obtain assured financing for the whole of the system in Canada by the time construction of the southern segments was due to proceed. On April 2, 1980, the National Energy Board issued an order under the provisions of the *Northern Pipeline Act* amending Condition 12 of the legislation, subject to the approval of the Governor in Council. The effect of the amendment was to require Foothills to establish to the satisfaction of the Minister and the Board that funds *had been obtained* for construction of the Western and Eastern Legs of the pipeline in southern Canada and *could be obtained* for the remaining northern section in this country.

In a letter of the same date, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, Senator Olson,





Drilling the ditch through the bed-rock of the Bow River, west of Calgary, in preparation for the installation of the pipe.

requested the Board to hold public hearings in order to determine whether Foothills could meet this revised condition. At the same time, the Minister advised the Board that the government intended to defer consideration of the proposed amendment to Condition 12 until it could simultaneously consider two other closely related matters. One was the then pending recommendation from the Board on the application for permission to increase the volume of surplus Canadian gas designated for export through the pre-built segments. The other concerned the expression of views by the Government of the United States, in keeping with the Canada-U.S. Agreement, on the financing of the U.S. portion of the pipeline and the assurance of its timely completion.

Meanwhile, over a period of several months prior to this time, Foothills had identified a number of issues requiring resolution before it considered that financing would be forthcoming for the building of the southern sections in Canada. Foremost among them was the volume of gas available for export through the pre-built segment. In a decision in December, 1979, the National Energy Board recommended to the federal government that it authorize the export to the United States of 105.65 billion cubic metres (3.75 tcf) out of a total surplus estimated to amount to 126.78 billion cubic metres (4.5 tcf). Out of the volume subsequently approved by the government for export in line with the NEB recommendation, a total of 50.71 billion cubic metres (1.8 tcf) was allocated to Pan-Alberta Gas Ltd., an affiliate of Foothills, for transmission through the Western and Eastern Legs over a seven-year period. Both the Canadian and U.S. sponsors of the pipeline contended this volume was insufficient to permit the pre-build segment in both countries to be financed.

Throughout the late winter and spring, the National Energy Board conducted further rounds of public hearings to consider this and a variety of other issues which Foothills sought to have resolved in order to clear the way for commencement of first-stage construction of the project. The Board in particular recommended that some 14.09 billion cubic metres (500 bcf) of the previously identified surplus which remained unallocated be earmarked for export by Pan-Alberta. It proposed in addition that some 12.68 billion cubic metres (450 bcf) of gas previously designated for transmission via the TransCanada PipeLines System by two other producer groups be transmitted instead through the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline. The Board also resolved a number of other outstanding issues related to the pre-build in Canada, including approval of accelerated depreciation on a provisional basis in order to facilitate financing of the project and the establishment of the approved final design cost estimates as the yardstick against which to measure actual construction costs, which in turn would determine the Incentive Rate of Return to be earned by Foothills on its equity investment.

On May 9, 1980, the NEB directed its attention to more fundamental problems involving both the pre-build and the mainline segments of the project in Canada. In a statement on the outcome of the hearings it conducted at the request of Senator Olson in relation to the proposed amendment in the financing provisions of Condition 12, the Board asserted that the early pre-building of the southern segment in Canada was in keeping with the legislation, forming part of a fully integrated, two-stage project. At the same time, however, the Board concluded that certain prerequisites for the successful financing of both the pre-build and the mainline project in Canada had not been fulfilled up to that point—all of them being dependent on favourable supporting action being taken in the United States.

In Reasons for Decision that it issued at the same time as its statement, the Board authorized a tariff system as an alternative to that which it had approved earlier. This alternative tariff scheme would enable Foothills to begin recovering its full cost of service, including a return on and of equity, as soon as the mainline project had been completed and leave to open the system granted by the Canadian regulatory authority. The report noted that the company had categorically refused to commit equity capital to the project in the absence of such a tariff system. In the accompanying statement, however, the Board pointed out that the implementation of this approach was contingent on its approval by U.S. authorities and on their approval of a parallel system which would permit the full cost of service of the Canadian company to be





At the Quill Creek test facility, undertaken by Foothills (South Yukon) Ltd. to determine the feasibility of constructing and operating a pipeline in areas of discontinuous permafrost, pipe is installed in embankments that measure approximately 3.3 metres (10 feet) above the ground. The embankment mode consists of a gravel pad on which an insulation bed and pipe are laid and then covered with gravel. For the purposes of testing thaw settlement, pipe is also buried in the conventional manner.

“tracked” by U.S. shippers of Alaskan gas (that is, passed through virtually automatically to U.S. shippers and then to their customers).

In addition, the statement raised concerns that the volume of assured throughput of gas to be transported via the Western and Eastern Legs might be insufficient to support financing of the project. In part, this was because one of the Canadian gas producers, ProGas Ltd., had not yet made a commitment to ship a portion of its approved exports through the pre-build system.

Within a few days following the release of the National Energy Board's report, the pace of activity on the diplomatic front began to quicken. On May 12, 1980, Senator Olson met in Washington with U.S. Energy Secretary Charles Duncan and other U.S. authorities. At the Summit Meeting of western leaders in Venice, Italy, in the latter part of June, the Prime Minister discussed the pipeline issue with President Carter and the Hon. Marc Lalonde, Minister of Energy, Mines and Resources, pursued the subject further with Energy Secretary Duncan. On June 27, Senator Olson again went to Washington, meeting with Vice-President Walter Mondale, Secretary Duncan, and a number of congressional leaders.

On the same day as the Minister's trip to Washington, the U.S. Senate unanimously approved the resolution referred to earlier, which asserted the sense of Congress that the Alaska Highway Gas Pipeline “remains an essential part of securing this nation's energy future and, as such, enjoys the highest level of Congressional support for its expeditious construction and completion by the end of 1985”. On July 1, the House of Representatives unanimously concurred in

the resolution. The action by the U.S. Congress followed the Statement of Intention issued on June 19, 1980, by the Alaskan pipeline sponsor and the Prudhoe Bay producers with respect to the completion of final design and engineering of the system in the state and the joint development of a financing plan.

In response to a request from the National Energy Board for Foothills' views on the concerns which the NEB had raised in its statement of early May, the Canadian pipeline sponsor replied by letter on July 7 that because of subsequent developments in the United States the company was confident that all of these issues either had been, or would be, satisfactorily resolved.

The culmination of the protracted political and regulatory process leading to the point of decision on the issue came on July 17, 1980, with the announcement in the Senate by the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency that the government had approved in principle the commencement in Canada of the Western and Eastern Legs as the first stage in construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project. A similar announcement was made in the House of Commons by the Minister of Energy, Mines and Resources. The decision by the government followed receipt of a letter that day from President Carter to Prime Minister Trudeau expressing the confidence of the U.S. government that the entire pipeline system would be completed. “The United States' energy requirements and the current unacceptable level of dependence on oil imports require that the project be completed without delay,” the President stated.

In announcing the decision, Senator Olson said that the Canadian government “has accepted United

States' assurances on timely completion of the whole project". While acknowledging that the decision was not without risks, the Minister said that such risks had to be weighed against the substantial benefits of pre-building the southern segment of the system for the initial purpose of exporting surplus Canadian gas.

The Senator noted that the early undertaking of the first stage of construction would facilitate completion of the entire project and help to ensure a high Canadian input by easing the strain that might otherwise develop on the supply of manpower, goods, and services. He referred to estimates that the building of the southern segments would result in direct capital expenditures in Canada of some \$1.6 billion both on the pipeline itself and on investment in facilities for the production, gathering and conditioning of Canadian gas to be exported to the United States. Senator Olson also recalled that the National Energy Board had calculated that the building of the southern segment of the pipeline and the sale of gas allocated for export through the system would generate a net national economic benefit for Canada over a seven-year period of around \$4.5 billion.

While all necessary regulatory approvals had by this time been granted in the United States for commencement of construction of the Western and Eastern Legs, a few steps remained to be completed in Canada. On July 21, the National Energy Board issued a report which concluded that the financing requirements of Condition 12 of the Northern Pipeline Act, as amended by the Board and subsequently approved by the Governor in Council, had been met by Foothills. The following day, Senator Olson announced that he was also satisfied the financing requirements had been met by the company. On July 25, Senator Olson announced that the Governor in Council had approved the socio-economic and environmental terms and conditions with which Foothills would be required to comply in undertaking first-stage construction of the pipeline in Alberta and southern British Columbia. On August 5, the Minister issued an order providing Foothills with "leave-to-proceed" on construction of the first section of the Western Leg, that across the mountainous Flat-head Ridge in southeastern British Columbia.



At a ceremony sponsored by Foothills to commemorate the start-up of construction on the Western Leg, Senator H.A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, reviews the events leading up to the government's approval of "pre-build". Standing behind the Minister, from left to right, are: Robert Blair, Chairman, Foothills Pipe-Lines (Yukon) Ltd.; Robert Pierce, President and Chief Executive Officer, Foothills Pipe-Lines (Yukon) Ltd.; Edwin Phillips, Chairman and Chief Executive Officer, Westcoast Transmission Co., Ltd.; John McMillian, Chairman and Chief Executive Officer, Northwest Alaskan Pipeline Co. Ltd.; John Rhett, U.S. Federal Inspector; John Anderson, President, Westcoast Transmission Co. Ltd.



---

# Operations of the Northern Pipeline Agency

---

---

## Agency Activities

---

During the year under review, the activities of the Northern Pipeline Agency increased substantially as a result of the decision by the federal government in July, 1980, to authorize the building of the Western and Eastern Legs as part of the first-stage construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project. To meet the schedule for the commencement of construction in southern British Columbia, southwestern and southeastern Alberta and southwestern Saskatchewan, the Foothills Group of Companies submitted a number of studies, reports and applications to the Agency for approval. These submissions were required under the socio-economic and environmental terms and conditions and technical orders prior to the granting of permission to proceed with construction along the Western and Eastern Legs. In addition to the activities relating to the Western and Eastern Legs, the Agency was also involved in a number of matters relating to the project as a whole. Over the year, the Agency processed a total of 446 individual submissions, including approvals of engineering specifications, pipeline route locations and crossings of navigable waters, highways, railways and major utilities.

During the fiscal year, the Minister responsible for the Agency, Senator Olson, and the Designated Officer, Mr. William Scotland, also approved plans submitted by Foothills with respect to such matters as environmental protection, employment opportunities for native people and women, and procurement opportunities for local businesses. In July, 1980, the Minister approved the company's Manpower Plan for the Western Leg only, and the following month he approved the company's Procurement Plan for the supply of goods and services for the whole of the project in Canada.



Pre-heaters warm the pipe, ahead of the wrapping and lowering-in crews in Southeastern B.C. Styrofoam supports in the ditch protect the pipe from rocks in the trench.

Land use and quarry permits were issued by the Agency for geotechnical work and test-site preparation in Yukon, and notices sent to landowners and other affected parties with respect to possible objections to the proposed pipeline route.

As the Foothills Group of Companies moved to the field to put their first-stage building plans into effect, the focus of the Agency's activities shifted in tandem to the construction sites. Agency surveillance teams



oversaw all work on the right-of-way, from the clearing stages through construction to clean-up and reclamation. In southern British Columbia, a five-member team monitored the building of the four loops, or sections of line, paralleling the existing line of Alberta Natural Gas Co. In total, 89 km (56 mi.) of 914 mm diameter (36 in.) pipe were installed between August, 1980, and March, 1981.

A three-man team oversaw construction of three sections of line, paralleling the existing line of Nova, An Alberta Corporation (previously the Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd.), which covered a distance of 124.1 km (75 mi.). The rolling terrain of the foothills posed little problem for the contractor and construction was completed in February, 1981. Agency staff based at the operational headquarters in Calgary and the regional office in Vancouver visited the right-of-way frequently to assist the surveillance teams and to check specific concerns.

---

## Terms and Conditions

---

The socio-economic and environmental terms and conditions for construction and operation of the pipeline in southern British Columbia and Alberta were finalized and approved by the Governor in Council in July, 1980, prior to the start of work on the Western Leg in August. Those for northern B.C., Swift River, B.C., and Saskatchewan were approved in January, 1981, by the Governor in Council.

The terms and conditions, prepared by the Agency in consultation with the Governments of British Columbia, Alberta and Saskatchewan, specify the requirements that must be met by the segment Foothills' companies operating in these areas. These include provisions for training native people, job and business opportunities, equal access to pipeline employment for women, compensation to landholders for property damage, plans to minimize adverse environmental impact, and protection of traditional native harvesting and cultural areas.

As noted earlier, the Governor in Council deferred approval of the terms and conditions for the Yukon segment of the project pending a review of a potential conflict with the mobility provisions of the proposed Canadian Charter of Rights and Freedoms. The socio-economic conditions proposed by the Northern Pipeline Agency provide for the preferential hiring of Yukon and Mackenzie Valley residents, with all other workers being hired in southern centres only as a means of controlling in-migration.

---

## Plan Review and Approval

---

Before construction of any portion of the pipeline can begin in Canada, the Minister and the Designated Officer must be satisfied that each Foothills' segment company has met all the necessary regulatory requirements. These requirements include the development of plans outlining steps the company proposes to take to comply with the socio-economic and environmental terms and conditions developed by the Agency and approved by the Governor in Council.

Agency staff participated in an extensive review of draft plans prepared by the respective Foothills companies prior to construction of the Western and Eastern Legs. The review was undertaken by the Agency and company in consultation with the respective provincial governments and with native and other interest groups. Comments received from these bodies were taken into account in the finalization of the company's plans.

During the spring and early summer of 1980, the final versions of the Manpower Plan and the socio-economic and environmental plans for southeastern British Columbia and Alberta were submitted to the Agency for review and approval. Following a period of public review, the plans were approved by the Minister and the Designated Officer in late July and early August.

In late 1980 and early 1981, the final socio-economic and environmental plans for Eastern Leg construction in Saskatchewan, as well as the environmental plan for Alberta, were submitted to the Agency and reviewed. In February, 1981, socio-economic plans for Saskatchewan with respect to business opportunities, public information and employee orientation were approved by the Designated Officer with the concurrence of the Minister.

By the end of the fiscal year, the Agency had received the schedules for submission of socio-economic plans for northeastern British Columbia and the short section of the line in the area of Swift River, British Columbia.

The environmental group within the Agency began discussions with the British Columbia government concerning the route of the pipeline through the northeastern corner of the province, specifically in the areas of the Trutch Escarpment and in the Liard River Valley where B.C. Hydro had requested a realignment of the pipeline to avoid the proposed Liard Hydro Reservoir.

---

## Environmental Assessment and Review Panel for Yukon

---

In early winter of 1981, the federal Environmental Assessment and Review Panel resumed its examination of the environmental implications of building the Alaska Highway Gas Pipeline through Yukon. The Panel had submitted an interim report to the Minister of the Environment in September, 1979, outlining what it considered to be certain deficiencies in the Environmental Impact Statement submitted earlier by Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd. The report concluded that further information was required on certain route alternatives, major water crossings, and potential technical problems that could be created by the heaving of pipe due to frost or settlement of the pipe due to erosion in areas of discontinuous permafrost.

At the urging of the Yukon Advisory Council and the Yukon Territorial Government, the company decided in July, 1980, to withdraw its original proposal to route the pipeline away from the Alaska Highway corridor and through the Mount Michie-Squanga area east of Whitehorse.

During meetings between the Panel, the company and the Northern Pipeline Agency in August and September, 1980, the Panel specified the nature of the further information it required to complete the review process. It was agreed the company would submit to the Panel separate packages of additional information with cross-references to previous information contained in the original impact statement as they became available. The first addendum, dealing with route alternatives in the Ibex Pass area west and south of Whitehorse, was submitted in February, 1981.

---

## The Mair Report

---

Public hearings on the proposed socio-economic and environmental terms and conditions for northeastern British Columbia were held in communities in this region in November and December, 1979. Mr. W. Winston Mair, an independent consultant retained by the Commissioner of the Agency to serve as Presiding Officer for the hearings, also held a one-day hearing on the terms and conditions for southeastern British Columbia in Grasmere, B.C., during this same period. In May, 1980, the Northern Pipeline Agency released the report of Mr. Mair's findings. Entitled *Forgotten Land, Forgotten People*, the report put forward eight major recommendations for dealing with concerns of natives and other residents in areas through which the pipeline will pass.



A coating and wrapping machine cleans the pipe, coats it with tar, and wraps it with polyethylene tape to protect the pipe from corrosion.

The central recommendation of the report involved the creation of a comprehensive land-use and socio-economic development plan to identify pipeline-related job and business opportunities for local residents in the affected area of northern British Columbia and to prevent further erosion of the land base that is a source of livelihood for many native people. Mr. Mair suggested that the Agency should act as co-ordinator of the activities of other provincial and federal agencies or government departments in the development and implementation of the land-use plan. Other recommendations concerned pipeline routing, municipal services, public information and education, and compensation. While many of Mr. Mair's recommendations involved matters that went beyond the responsibility and authority of the Northern Pipeline Agency, Agency officials held several meetings with other federal departments concerned to explore ways in which they might be implemented.

---

## Federal-Provincial Co-ordination

---

As provided for under the terms of the *Northern Pipeline Act*, the Federal-Provincial-Territorial Consulta-



tive Council (FPTCC), continued to meet on a quarterly basis during the fiscal year under review. The Council, which consists of senior officials of the Agency and representatives of the Governments of British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Yukon, was established in 1978 to ensure the co-ordination of pipeline-related activities.

During the year, the federal government concluded Memoranda of Agreement with the Governments of Alberta and Saskatchewan. The agreements relate to such matters as non-discriminatory taxation and general co-operation on the pipeline project. A similar agreement was signed by the federal and Yukon Territorial governments in September, 1979.

At the September, 1980, meeting of the FPTCC in Whitehorse, the Governments of Canada and Alberta signed a Memorandum of Understanding with respect to consultation and administrative co-operation on matters relating to the planning, construction and operation of the pipeline in the province. These include the development and review of socio-economic and environmental terms and conditions, plans to be submitted by Foothills as required under those terms and conditions, final routing, and surveillance of construction of the pipeline.

The Governments of Canada and British Columbia signed a similar agreement in October, 1980. At year's end, the Agency was continuing discussions with Saskatchewan and Yukon with respect to these administrative arrangements.

At the close of the fiscal year, Canada and Alberta signed a further Memorandum of Understanding relat-

ing specifically to environmental surveillance of construction of the Alberta section of the pipeline. The province agreed to provide personnel to undertake environmental field surveillance along with the Agency's staff.

---

### Advisory Councils

---

In September, 1980, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency announced that the Governor in Council had approved the establishment of the Northern British Columbia Advisory Council in accordance with the provisions of the *Northern Pipeline Act*. Like its counterpart in Yukon, the Council is to advise the Minister on all matters relating to the planning and construction of the pipeline.

Patrick Walsh, then Mayor of Fort St. John, B.C., and a lawyer, was appointed Chairman of the Council, and George Miller, a board member of the United Native Nations and an active community leader in Lower Post, B.C., was named Vice-Chairman. The other members appointed to the Council were: Mel Burke, Kamloops; Don Edwards, Fort Nelson; Amy Gautier, Chetwynd; Jack Hannan, Dawson Creek; Leo Rutledge, Hudson Hope; Eleanor Summer, Fort Nelson; Jim Voight, Summit Lake Lodge; and Jed Woolley, Fort St. John. (Mr. Walsh subsequently resigned from the Council in September, 1981, following his appointment as Commissioner and Chief Executive Officer of the new District of Tumbler Ridge, B.C.)

Since their appointment, Council members have worked to define their role as an advisory body and to acquire a knowledge of the potential impact of the pipeline project on northeastern B.C. The Minister responsible for the Agency met with the Council at its first session in Fort St. John in September, 1980. Council members subsequently also met with Frank Oberle, Member of Parliament for Prince George, provincial government officials, union representatives, and Agency staff. On November 17, 1980, the Council travelled to Whitehorse to meet members of the Yukon Advisory Council and to discuss the manner in which that body had functioned since its establishment in February, 1979.

Throughout 1980-81, the Yukon Advisory Council continued its review of the pipeline project. The Council held regular meetings in Whitehorse, as well as other communities along the proposed pipeline route, and heard presentations from representatives of Foothills (Yukon), the Yukon Territorial Government, the Northern Pipeline Agency, and a variety of interest groups. In September, 1980, Senator Olson had an opportunity to meet with the Council in Whitehorse.



The members of the Northern British Columbia Advisory Council were appointed by the Governor in Council for a two-year term in September, 1980. Shown here, from left to right, are: Leo Rutledge, Don Edwards, George Miller (Vice-Chairman), Jack Hannan, Eleanor Summer, Mel Burke and Jim Voight. Missing from the photo are Patrick Walsh (Chairman), Amy Gautier, and Jed Woolley.



Some of the areas of concern reviewed by the Council during the fiscal year included the provision of natural gas to communities in Yukon, pipeline-related employment and training opportunities, environmental protection, and the establishment in Whitehorse of a public information centre on pipeline impacts. In April, 1980, the Yukon Advisory Council recommended that the pipeline route continue to follow the Alaska Highway corridor, rather than cross the wilderness area around Mount Michie and Squanga Lake. Foothills subsequently agreed to this change in the proposed routing, which was also supported by the Yukon Territorial Government.

The Council recommended to the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency and the Yukon Territorial Government that a permanent sanctuary or park be established to limit access to the environmentally sensitive Ibex Valley through which Foothills proposed to route the pipeline around Whitehorse.

One of the highlights of the Yukon Advisory Council's activities during the fiscal year was a four-day trip to Alaska in July, 1980, where members met with directors of the Fairbanks Impact and Community Information Centre, officers from Northwest Alaskan Pipeline Co., the staff of the Office of the Federal Inspector, and the officials of the State of Alaska. Field trips included tours of Northwest Alaskan's frost heave test site at Fairbanks, Atlantic Richfield's Prudhoe Bay facilities, and the oil tanker loading facilities of the Trans-Alaska Pipeline System at the Port of Valdez.

During the year, the Council elected Donald Roberts to serve as Chairman and Raymond Jackson as Vice-Chairman. Other members of the Council were: Cliff Geddes, Joanne Linzey, Wayne Palmer, Dale Stokes, Robert Stubenberg, and Charles Taylor. (In April, 1981, the Governor in Council approved the reappoint-

ment of five original members and the appointment of two new members to two-year terms on the Council. The new members were: Paul Birckel, Chief of the Champagne/Aishihik Band, and Hector MacKenzie, a wilderness guide from Tagish, Yukon. Cliff Geddes, Donald Roberts, Dale Stokes, Robert Stubenberg and Charles Taylor were reappointed.)

---

## Native Relations

---

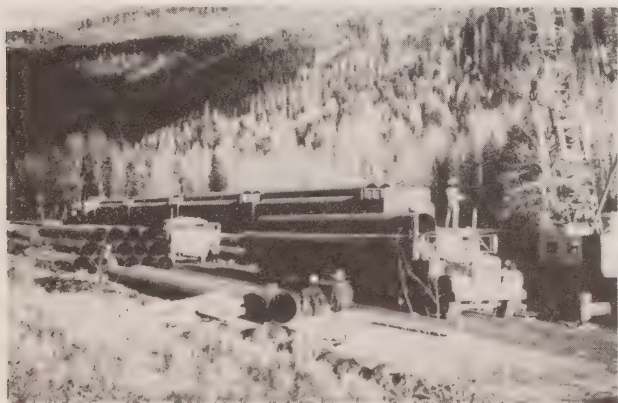
Job opportunities and small business contracts for native people resulted from construction on the Western Leg of the pipeline in southeastern British Columbia and southwestern Alberta. Native employment on the project averaged approximately 7.95 per cent of employed workers in Alberta and 7.1 per cent in British Columbia.

Native contractors were involved in project-related activities such as right-of-way clearing and grubbing and the off-loading of pipe at storage areas. The Kootenay Indian Area Council, which represents five Kootenay bands in southeastern British Columbia, participated with the Northern Native Development Corporation and RPA Contracting Ltd., both based in Kamloops, in securing contracts from Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. for clearing and grubbing, pipe off-loading, and small bridge construction. About 45 local natives were employed over a four-month period through these contracts with the co-operation of the four pipeline unions involved. As a result of this contract, 27 native people gained union membership, including several women.

In Alberta, two firms established by native groups—Seggow Construction and Clearing Ltd. of High Prairie and Whipline Crane Services Ltd. of Sylvan Lake—received contracts for clearing of the pipeline right-of-way and the off-loading of pipe.

In Yukon, during December, 1980, and January, 1981, the Kluane Tribal Brotherhood and the Champagne/Aishihik Band participated in survey work and clearing related to the Quill Creek test facility, located 300 km (186 mi.) northwest of Whitehorse. At the peak of activity, the participation of native people accounted for approximately 12.5 per cent of the total work-force.

Throughout the fiscal year, the Agency maintained close contact with native groups in the vicinity of the pipeline route in British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Yukon. In connection with the construction of the Western and Eastern Legs, Indian bands and Métis organizations were given the opportunity to review the Agency's socio-economic terms and conditions and the company's manpower, opportunity measures, and



The pipe off-loading contract in southeastern B.C. was carried out by a joint venture of Northern Native Development Corporation and RPA Contracting Ltd. The entire crew for the job was recruited from the Kootenay Indian Area Council, based in Cranbrook, B.C.

business opportunities plans. In addition, Foothills' inventory of traditional harvesting and cultural areas was provided to native organizations for their review and comment.

Throughout the construction period in South B.C., the Agency's field representative consulted regularly with members of the Kootenay Indian Area Council regarding local native concerns.

The Council for Yukon Indians adhered to its previously stated position of opposition to construction of the pipeline prior to the settlement of native land claims, on which negotiations continued throughout the year. But the Council entered into a mapping contract with the Agency to identify all areas in the

vicinity of the proposed pipeline route of concern to native people because of their cultural significance or traditional use for purposes of hunting, fishing or trapping. The project was completed and the final report presented to the Agency's Whitehorse office in mid-December, with a copy being sent also to the Department of Indian Affairs and Northern Development for its consideration.

By the end of the fiscal year, negotiations were underway for the Union of British Columbia Indian Chiefs to conduct research and consultations at the local community level regarding the concerns of Indian people with respect to the general route alignment of the pipeline through northeastern British Columbia.



Sidearm tractor manoeuvring pipe at the Foothills' Quill Creek test project near Kluane Lake, Yukon.

---

### Other Public Consultations

---

With the start-up of construction in southeastern British Columbia, the Northern Pipeline Agency appointed a field representative responsible for community liaison, communications and the monitoring of socio-economic issues in relation to the project. The B.C. Administrator, based in Vancouver, also took an active role in the field and met frequently with interested native and community groups.

Socio-economic staff from the Agency's Calgary headquarters made regular visits to communities within the vicinity of the Western Leg route in Alberta to deal with local concerns regarding the project. In anticipation of 1981-82 Eastern Leg construction in Alberta and Saskatchewan, contact was also established with the various communities that would be affected. In addition, Agency personnel attended an industry briefing session held in November, 1980, in Regina, Saskatchewan, by Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. to inform the business community of opportunities resulting from construction of the pipeline in the province.



Throughout the year, staff from the Agency's regional offices in Vancouver and Whitehorse continued to consult with and provide project information to government departments involved and to native, business and other interest groups. This work involved numerous trips to communities along the route as well as meetings with regional and local officials.

Senior Agency officials also participated as guest speakers at various functions and met periodically with regional and local organizations, institutions and individuals. In September, 1980, Senator Olson toured Yukon and northeastern British Columbia, where he met with the Northern British Columbia and Yukon Advisory Councils, members of the Yukon Territorial Government, and business and community leaders in Fort Nelson, B.C.

To mark the start of Western Leg construction, Foothills held a commemorative weld ceremony in September, 1980, at Burton Creek, Alberta. The Minister, together with John T. Rhett, Federal Inspector for the project in the United States, spoke on behalf of their respective governments. In February, 1981, a similar event was undertaken by Pacific Gas Transmission Co. in Spokane, Washington, to mark the commencement of construction of the Western Leg in the United States.

Bilateral meetings were held between representatives of the Agency and its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, in Calgary in October, 1980, and in Washington, D.C., in January, 1981. These meetings were in addition to the continuing contact maintained between the two regulatory bodies throughout the year.

---

## Manpower Planning

---

During the fiscal year, Foothills (Yukon) requested approval of Section 1 and Appendices I, II and III of the Manpower Plan—covering all construction activities south of 60° North—as required under the *Northern Pipeline Act*.

The document is designed to ensure the maximum use of Canadian labour in the planning, construction and operation of the pipeline. Foothills (Yukon) estimated 150,000 person-years of work would be generated directly and indirectly in the Canadian economy as a result of the project. Two additional volumes of the Manpower Plan, covering construction of the Yukon section of the line and the operations phase of the entire project, were to be submitted by the company at a later date.

Since opportunity measures plans for all segments of the project south of 60° North were not yet developed and approved prior to the company's request, the approval by the Minister in July, 1980, was limited to the Western Leg segments only. (Approval of Section 1 and the appendices for the balance of the construction phase south of 60° North was subsequently given by the Minister in May, 1981. Foothills' Manpower Mobility Plan and its update to Appendix III—Manpower Requirements—were also approved at that time.)

In addition, opportunity measures plans for Western Leg construction in southern British Columbia and Alberta were approved in July, 1980. The plans outlined the special steps which were to be taken by the company to give native people and women living along or near the pipeline route access to pipeline-related jobs.

The preparation of an occupational handbook was undertaken by Agency and Canada Employment and Immigration Commission personnel during the fiscal year, but the translation and printing of the finished product remained to be completed. The handbook will provide information on qualifications required for a wide variety of jobs on the project and should prove a useful tool to employment counsellors and various public interest groups.



Backfilling the trench in the Flathead Ridge area of Southern B.C.



---

## Industrial Benefits

---

During the year 1980-81, Foothills' procurement planning began to be translated into reality with the placement of the first orders for line pipe materials. The most significant contracts entered into were those between Foothills (Yukon) and Stelco Inc. (formerly the Steel Company of Canada Ltd.) of Hamilton, Ontario, and the Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd. (IPSCO) of Regina, Saskatchewan, for the supply of 1.4 million tonnes of line pipe at an approximate cost of \$2 billion. These contracts, which account for 80 per cent of the total pipe requirements for the Canadian segment of the pipeline, were approved by the Minister on May 2, 1980. The remaining 20 per cent will be allocated at a later date based on the companies' cost and delivery performance.

With the decision to proceed with the southern portions of the Canadian segment, ministerial approval was granted in July, 1980, for contracts covering the supply of \$2.3 million worth of large ball valves for 1980-81 construction. The approved contracts were between Foothills (Yukon) and Cameron Iron Works Ltd. of Houston, Texas, and the Grove Valve and Regulator Company of Oakland, California.

In August, 1980, the Minister approved the Procurement Plan submitted by Foothills, as required under the *Northern Pipeline Act*. The Plan is intended to ensure that Canadians have a fair and competitive opportunity to participate in the supply of goods and services for the pipeline, that maximum advantage is taken of opportunities to establish and expand suppliers in Canada who can make a long-term contribution to the Canadian industrial base, and to foster Canadian research and technological development.

Among other things, the Plan covered the major components for which Foothills must obtain approval from the Designated Officer prior to procurement. These "designated" items include line pipe of 914 mm (36 in.) diameter and larger, turbo-compressors, and valves and pipe fittings of 508 mm (20 in.) and larger in diameter. In accordance with this procedure, the Designated Officer approved a \$2 million contract for the supply of fittings for the 1980-81 construction phase. These contracts included three Canadian suppliers, Uniracor Ltd. of Bécancour, Quebec, EPG Taylor Forge Division of Hamilton, Ontario, Steel-Flo Industries of Turner Valley, Alberta, and one U.S. supplier, ITT Grinnell of Princeton, Kentucky. Contracts valued at \$20 million were also approved between Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. and Westinghouse Canada Inc. of Hamilton, Ontario, and Cooper Rolls Corporation of Mississauga, Ontario, in Novem-

ber, 1980, for the supply of turbine-compressor units required for 1981-82 construction of the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan.

Under the terms of the Canada-U.S. Pipeline Agreement, the project is aimed at advancing "the national economic and energy interests and to maximize related industrial benefits of each country", while at the same time providing for the procurement of goods and services for the pipeline on generally competitive terms. Reciprocal procedures governing the procurement of designated items were established through an exchange of diplomatic notes between the Canadian and U.S. governments in June, 1980. The procedures provide for the exchange of information, from the specification stage through to recommendation-to-purchase, between the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States. Prior to the exchange of notes, the two regulatory bodies essentially followed these procedures on an informal basis.

In March, 1981, Foothills submitted to the Agency the first of a series of reports on the industrial benefits and Canadian content aspects of its procurement activities. This report indicated that an overall Canadian content of 90 per cent had been achieved for procurement of goods and services up to January 31, 1981.

---

## Transportation and Logistics

---

The year's activities with respect to the logistics of moving of personnel, equipment and material from a wide variety of centres in Canada to project sites encompassed not only planning, as in the past, but also regulation of company activities associated with actual construction and overseeing field tests of particular transportation systems and equipment.

Pipe for construction of the Western Leg was delivered by rail to Shantz, Cochrane, Aldersyde, Cowley and Sentinel in Alberta and then trucked to stockpile sites along the right-of-way. In southern British Columbia, Morrissey, Cranbrook, McGillivray, Yahk and Ryan were used as railhead delivery points, from which pipe was transported to stockpile sites along the pipeline route.

A plan for transportation of field construction workers to and from job sites in northern Alberta, northern British Columbia and Yukon was filed with the Agency in February, 1981, as indicated previously. The Manpower Mobility Plan completed the Manpower Plan requirements and partially fulfilled requirements under the proposed socio-economic terms and conditions for Yukon.

The Agency also monitored tests of transportation routes and equipment undertaken by Foothills. In February, 1981, Foothills (South Yukon) conducted two test drives of vehicles which carried pipe from Edmonton to the Quill Creek test facility in Yukon using a newly developed self-steering trailer unit. Three lengths of 24.4 m (80 ft.) long, 1,219 mm (48 in.) diameter pipe were hauled on the experimental vehicle, the rear-wheel assembly of which is capable of tracking automatically the path of the front assembly. The tests were conducted to determine both the safety and reliability of the self-steering unit in transporting pipe over long distances and the adequacy of various sections of the Alaska Highway, particularly to determine if upgrading was required to reduce blind corners and to improve road safety. The demonstration project involved participants from the Foothills Group of Companies, the Agency, transport carriers, the Alberta and British Columbia governments, the Yukon Territorial Government, Public Works Canada, the State of Alaska, the National Research Council, and the Northwest Alaskan Pipeline Co.

At year's end, Foothills was near completion of plans for a test haul of three joints of 24.4 m (80 ft.) long, 1,422 mm (56 in.) diameter pipe over the White Pass and Yukon Railway line from the Port of Skagway, Alaska, to Whitehorse. (The pipe lengths, weighing 11 tonnes, were strapped to a specially prepared flatcar and overhung on two adjoining cars. The test, conducted in April, 1981, indicated that the narrow gauge railway had ample clearance for loads of this length and width.)

As in past years, Foothills' logistics plans were reviewed by the Agency on an ongoing basis. Consultations were carried out with federal, provincial and

territorial officials and with operating companies on the capabilities of all elements of the existing transportation system and their capacity to handle pipeline transportation requirements.

---

### Project Scheduling and Cost-Control Procedures

---

Prior to gaining the Northern Pipeline Agency's approval in July, 1980, of the 1980 construction schedules and procedures, Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. and Foothills (South B.C.) were each required to develop plans and procedures to ensure that:

- the company was in constant receipt of detailed information from the field to adequately control all progress and cost-factors associated with the project;
- the Agency would be provided with monthly reports to allow a thorough analysis of the company's progress and related cost performance.

Towards the end of the fiscal year, Foothills' (Alta.) and Foothills' (Sask.) schedules and cost-control procedures with respect to construction of the Eastern Leg were received and being reviewed by the Agency.

---

### Incentive Rate of Return and Final Design Cost Estimates

---

Agency staff worked with the National Energy Board during the year analysing the validity of the final design cost estimates submitted by Foothills (Yukon) for the Phase I portion of the pipeline. These estimates were required by the Board to establish a basis for measuring the company's performance in controlling project costs under the Incentive Rate of Return (IROR) scheme. In keeping with the 1977 Canada-United States Pipeline Agreement and the *Northern Pipeline Act*, the scheme is designed to provide the companies owning the line in each country with an incentive to hold down expenditures to the extent consistent with sound engineering and operating practices. The IROR allows the companies a higher rate of return on their equity investment if actual costs are lower than the final design cost estimates approved by the Board and a reduced rate of return if costs exceed those estimates.

The National Energy Board retains all powers related to the regulation of tolls and tariffs to be charged on Canadian sections of the pipeline. During 1979 and 1980, Foothills (Yukon) appeared before the National Energy Board at a hearing held in four phases concerning these matters, as well as financing. As a result of Phase IV(a) of the hearings, the scheme was



On a successful test drive from Edmonton, a specially designed tractor-trailer unit, which is capable of tracking automatically from the rear, arrives at the Quill Creek test facility in Yukon. The trip was made to test the new vehicle's ability to carry long joints of pipe around sharp corners such as those along the Alaska Highway.



amended in March, 1980, with respect to its application to initial construction of the Western and Eastern Leg facilities in southeastern British Columbia, Alberta and southwestern Saskatchewan. This decision was extended in May, 1980, based on Phase IV(b) of the hearing to include the mainline sections in Alberta, northern British Columbia and Yukon.

The amendment of the IROR scheme changed the basis of comparison for measuring cost performance from the 1976 filed capital costs to cost estimates based on final design. The report on the Phase IV(a) hearing also made provision for modifications in the final design costs to take into account any scope changes directed by the Northern Pipeline Agency after construction was underway.

During 1980, Agency staff prepared briefing material to assist the National Energy Board staff in preparing for hearings beginning on March 31, 1981, with respect to the tolls to be charged by Foothills (Yukon) in the operation of the Western Leg and on the final design cost estimates for both the Western and Eastern Leg facilities in Canada.

---

### **Western Leg Construction—Cost Performance**

---

The contract for construction of the Alberta portion of the Western Leg between Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd. (now Nova, An Alberta Corporation), in its capacity as agent for Foothills (Alta.), and Banister Pipelines of Edmonton was based on the "total package bid price" in view of the relatively straightforward nature of the pipelaying involved. Under this contract, a fixed price was set for most of the pipe installed. In addition, however, variable costs were applied in those areas where special procedures were required. These included such activities as drilling and blasting through rock, and ditch padding, which necessitates the placement of sand or other fill material in the open trench prior to lowering-in of the pipe.

For construction through the mountainous countryside comprising much of the southeastern British Columbia portion of the Western Leg, the contract between Alberta Natural Gas Co. Ltd., as agent for Foothills (South B.C.), with Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., Calgary, was on a "target price with fee" basis—the contractor's estimate of total costs plus a fixed fee.

Due to the type of contract and an unknown amount of construction obstacles such as poor weather and rough terrain, the difficulty of controlling costs in southeastern British Columbia was substantially greater than on the Alberta section. It was, therefore, necessary for Foothills (South B.C.) to have a cost-performance

audit crew to determine daily the number of pieces of equipment and crew members actually engaged in the on-site work. The Agency conducted several field tests with company personnel to ensure that an effective audit process was being maintained.

---

### **Plans, Profiles and Books of Reference**

---

The Agency reviewed and approved the Plans, Profiles and Books of Reference required for 1980-81 construction of the Western Leg in Alberta and southeastern British Columbia.

The Plans give a bird's-eye view of the right-of-way. They include the particular portion and area dimensions of land to be taken in each parcel, the numbers of the parcels, the names of the owners and occupants, and other relevant information such as pipeline engineering design data. The Profiles show a cross-sectional view of the land surface along the centre line of the pipeline. The Books of Reference note details of land ownership as shown on the Plans and provide additional information with respect to the pipeline crossings of major utilities.

The Plans, Profiles and Books of Reference required for the 1981 construction program on the Eastern Leg were under review by the Agency at the end of the fiscal year.

---

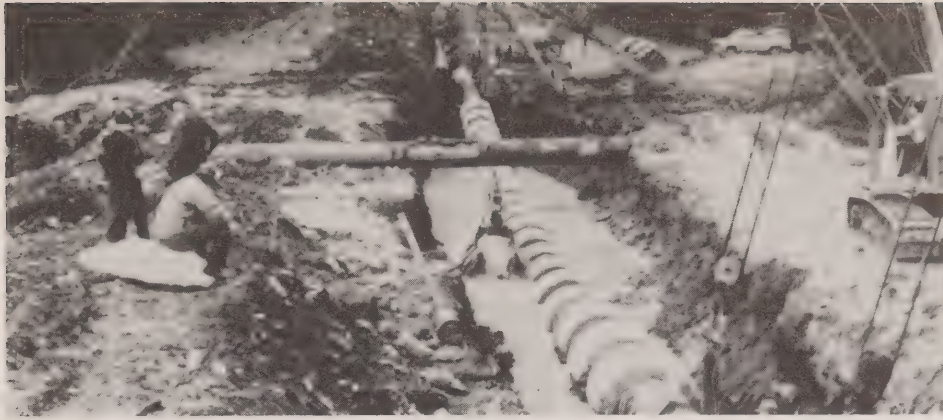
### **Route Selections**

---

Under the terms of the *Northern Pipeline Act*, property holders whose lands may be affected by construction of the Alaska Highway Gas Pipeline have the right to make representations to the Agency concerning the route proposed by Foothills' segment companies. Initially, the company serves the landowner with a Landowner's Information Booklet to acquaint him or her with the pipeline project and to indicate the proposed location of the pipeline on the property. If the landowner does not agree with the location proposed by the company, he or she has 30 days from receipt of the Information Booklet to make representations to the Designated Officer of the Agency. In early 1980, a procedure was developed for handling route objections and for hearings to be held by the Designated Officer.

Route hearings were held in Calgary in April and May, 1980, to deal with objections to the pipeline route proposed for the Alberta section of the Western Leg. As a result of this hearing, the Designated Officer issued five orders generally in favour of Foothills' recommended route, but two required Foothills to make modifications to the proposed right-of-way con-





A flume is installed across the TeePee Creek in southern B.C. before the pipe is installed.

Fluming procedures are designed to divert water from the stream-bed trench being excavated for installation of a pipeline as one means of reducing siltation downstream of construction in order to minimize damage to fish life.

figuration. In November, a similar hearing was held in Calgary with respect to the company's Eastern Leg route in Alberta, at which time four objections were heard. The Designated Officer accepted the company's proposed route in three instances. In the fourth case, he endorsed the modification in the route that had been agreed upon earlier by the landowner and the company.

No route objections were received by the Agency with respect to the Western Leg in southeastern British Columbia or the Eastern Leg in Saskatchewan.

---

### Leave to Take Additional Lands

In accordance with the provisions of the *National Energy Board Act*, Foothills applied during the year to the Designated Officer for leave to take land for the right-of-way of the Western Leg in Alberta and the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan in addition to that normally made available under the legislation.

The legislation permits the pipeline company to expropriate a right-of-way of up to 18.3 m (60 ft.) in width. If the company seeks additional lands, a hearing must be held to determine the need for these lands and to consider any representations from the property holders concerned.

As a result of applications for wider rights-of-way and extra working space by Foothills (Alta.), the Designated Officer held three hearings in June, 1980, in Cochrane, Sundre and Claresholm, Alberta, dealing with right-of-way requirements for 1980-81 construction of the Western Leg in the province. Four hearings concerning 1981-82 work on the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan were held in Olds and Brooks,

Alberta, and Shaunavon and Regina, Saskatchewan, in early 1981. In each instance, the Designated Officer found the company's reasons for requiring additional lands valid. No lands, in addition to the 18.3 m (60 ft.) right-of-way, were required in southeastern British Columbia.

---

### Exercise of Other Federal Regulatory Powers Transferred to the Northern Pipeline Agency

In keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, authority to exercise certain federal regulatory powers applicable to the pipeline project were transferred to the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency on August 27, 1980, on the order of the Governor in Council. The Agency took over responsibility for pipeline-related provisions under the *Northern Inland Waters Act* and the *Territorial Lands Act* from the Department of Indian Affairs and Northern Development; the *Migratory Birds Act*, the *Clean Air Act*, the *Environmental Contaminants Act*, and the *Canada Wildlife Act* from the Department of Environment; and the *Fisheries Act* from the Department of Fisheries and Oceans. The Minister responsible for the Agency subsequently designated certain Agency officials to administer the statutes and to issue necessary leases, permits, authorizations and approvals.

During the year 1980-81, eight land-use permits and one quarry permit were issued in Yukon to Foothills (South Yukon) in respect of centre-line surveys, geo-technical investigations, frost-heave investigation sites and the establishment of a facility at Quill Creek to test different construction and pipe-burial methods in continuous and discontinuous permafrost. An Agency official based in Whitehorse administered the permits and

authorizations issued in Yukon and carried out routine field inspections to ensure compliance with the provisions governing these activities.

In connection with Phase I construction in 1980 of segments in southeastern British Columbia and southwestern Alberta, the Agency co-ordinated the granting of a number of approvals by other federal departments and agencies required for pipeline crossings. The *National Energy Board Act* sets out the provisions governing pipeline crossings of navigable waters, highways, railways, irrigation ditches, power lines, buried cables, drainage systems, dikes and sewers. During the course of 1980-81, Agency staff reviewed Foothills' drawings and applications for crossings. A total of 27 Crossing Orders, as well as six Amending Orders were issued as a result. Crossing Orders for navigable waters and railway crossings were issued by the Ministry of Transport and the Railway Transport Committee of the Canadian Transport Commission, while the remainder were granted by the Agency's Designated Officer on behalf of the National Energy Board. The Agency's role in co-ordinating these approvals is in line with the 'single window' concept under which the Agency exercises most of the federal authority applicable to the project and follows arrangements made earlier between the Agency and the Ministry of Transport and the Railway Transport Committee of the Canadian Transport Commission.

---

## Field Surveillance

---

With approval in July, 1980, of first-stage construction in Canada of the southern segment of the project, the Agency moved rapidly to execute plans for field surveillance of construction activities. The plans called for daily on-site supervision by Agency personnel qualified in environmental matters relating to pipeline construction to ensure compliance with the terms and conditions by the Foothills Group of Companies and its contractors.

Surveillance staff was fully recruited by the end of July and by mid-August two teams were operating in the field, each headed by a Senior Surveillance Officer under direction from the Designated Officer and senior Agency officials. Prior to beginning work in the field, the surveillance teams underwent a two-week orientation program conducted by Agency personnel in Calgary.

One team of five surveillance officers was responsible for activities in southeastern British Columbia. Initially based in Fernie, they transferred to Cranbrook towards the end of October as construction moved to this area. The second group, consisting of three offi-

cers, supervised work in southwestern Alberta, with headquarters first in Claresholm and later in Cochrane.

Throughout the course of construction, socio-economic matters relating to the project were supervised in southeastern B.C. by an Agency field representative based in Cranbrook. In southwestern Alberta, socio-economic staff from the Agency's Calgary office visited communities along or near the pipeline route on a regular basis.

In view of provincial government interest in the project and their responsibilities for certain environmental matters, co-operative administrative agreements covering this area were entered into between the Agency and Alberta and British Columbia. In British Columbia, the province provided a field co-ordinator to facilitate direct liaison between Agency and provincial field personnel. In Alberta, the province had one full-time environmental surveillance officer in the field, supplemented by a number of specialists on a part-time basis.

The Agency's Senior Surveillance Officers maintained direct contact with the Foothills' senior field representative and staff and communicated verbally initial concerns over the company's compliance with terms and conditions. Particular surveillance concerns were further identified by written field memoranda and a Report of Non-Compliance submitted in cases where the company failed to meet concerns raised by the Senior Surveillance Officers.

During the 1980-81 construction period, three Reports of Non-Compliance were submitted by a Senior Surveillance Officer, one of which led to an order by the Designated Officer directing Foothills to take certain action. Two reports dealt with the inadequacy of protection provided for an archaeological site and the leakage of a small amount of diesel fuel from a storage tank near a watercourse. The third report culminated in a formal notice and directing order which required that ditching in southern British Columbia be halted temporarily because an excessive length of open trench was barring the movements of large mammals, as well as increasing the potential for ditch erosion.

A major environmental concern that developed in southeastern British Columbia involved proper methods of carrying out construction of the pipeline across three areas of the Moyie River and one across Hawkins Creek in order to minimize siltation, which can be harmful to fish and their habitat. On November 28, 1980, the Supreme Court of British Columbia issued a temporary injunction, at the request of the British Columbia Attorney General, prohibiting construction of the pipeline across these watercourses because the





Trenching of the Moyie river-bed at the first of three crossing points of the Moyie River in southeastern British Columbia.

in-stream construction method proposed did not comply with the fluming requirements established by British Columbia officials under the province's *Water Act*. Foothills (South B.C.), its agent, Alberta Natural Gas Company Ltd., the contractor, Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., and the Northern Pipeline Agency were all named in the court order.

After extensive discussions between officials of the Agency and the British Columbia Ministry of the Environment, it was agreed that crossings of the Lower Moyie River and Hawkins Creek should be undertaken by employing conventional "in-stream" pipe-installation techniques. It was also agreed that the middle crossing of the Moyie would be undertaken by installing "flumes" or culverts to divert water from the streambed trench in an effort to reduce siltation downstream. The results of that test would have determined the manner of undertaking the crossing of the upper section of the river. In the end, however, exceptionally high water flows led the B.C. Ministry to conclude that both the middle and upper Moyie River crossings should be constructed "in-stream".

Other concerns identified during 1980-81 construction activities in southeastern British Columbia included surface erosion caused while emptying the water from sections of pipe following hydrostatic testing, improper identification of pipe welds, and inadequate support of pipe in the bottom of the ditch.

Construction activities terminated in Alberta and British Columbia in February and March, 1981, respectively. Surveillance teams left the field at that time to write their final reports and prepare for the 1981 construction season.

### Engineering Activities

By August 13, 1980, Foothills (Alta.) and Foothills (South B.C.) had received all engineering approvals

from the Designated Officer for construction of the Western Leg, as required under the Technical Orders which were issued in January, 1979. These orders direct that, prior to construction, each of the Foothills' segment companies must obtain approval from the Designated Officer of the detailed engineering designs and construction specifications of the pipeline. The companies must also provide information in support of their designs, including field test reports. In addition, the orders define the construction and inspection procedures to be followed by the companies.

Numerous meetings were held during the year between Agency and Foothills personnel to clearly define and satisfactorily complete the requirements of the Technical Orders as they related to Western Leg construction. Approximately 90 drawings for southern British Columbia and 160 drawings for Alberta, as well as numerous reports detailing specific design criteria, were reviewed by the Agency's engineering staff prior to their approval.

Agency staff continued to work closely with the company to determine the most feasible means of controlling frost heave and thaw settlement in unstable soils and arresting fractures along the length of the pipe. The orders issued by the Designated Officer and regulations of the National Energy Board require Foothills to conduct extensive testing in order to develop means of dealing with these problems.

Agency staff also reviewed numerous general engineering design principles and activities during the year in addition to the specific design activities related to the frost heave, thaw settlement, and pipe-fracture control research programs. Some of the major activities included:

- the system design report for the Canadian segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project;



- revisions to the major material specifications related to the line pipe for the southern segments of the pipeline system;
- design criteria for the crossing on the Western Leg of rivers or streams that have beds which are liable to be scoured by heavy water flows.

---

### Quill Creek Test Program

---

In late 1980 and early 1981, Foothills (South Yukon) undertook the construction of field test facilities at Quill Creek, Yukon, 300 km (186 mi.) northwest of Whitehorse, to demonstrate the feasibility of constructing and operating a pipeline in discontinuous permafrost. The company selected the five-km (three-mi.) segment for its test program because it is in the area of discontinuous permafrost at the point where it is proposed that the change from chilled to unchilled gas will be made when the pipeline is built.

In areas of discontinuous permafrost where the surrounding soil is excessively moist, two kinds of problems threatening the stability of a pipeline can be created. Chilled gas running through a pipeline in an area where the ground is not permanently frozen can cause the build-up of a "frost bulb" around the pipe, causing it to be heaved upward. Conversely, the flow of warm gas in a pipeline buried in an area of permafrost can cause the surrounding ground to melt, which in turn may lead to erosion of earth and settlement of the pipe. The tests at the Quill Creek site are aimed at determining the most effective and economic means of dealing with the latter problem of thaw settlement. The sponsor of the pipeline segment in Alaska continued to undertake tests involving the problem of frost heave.

In view of the fact that the terms and conditions for the Yukon segment had not been approved by the Governor in Council, the activity at the test site was regulated by means of a land-use permit which the Agency issued to the company in December, 1980. Among the conditions attached to the permit were the appropriate sections of the proposed socio-economic and environmental terms and conditions. The company submitted environmental and socio-economic plans to the Agency, which were approved by the Designated Officer in January, 1981. Construction commenced following Agency approval of the company's design specifications on February 16. The Agency's land-use officer, based in Whitehorse, inspected the site and monitored progress on a weekly basis.

Pipe at the Quill Creek test site was buried in conventional underground ditches and also installed in above-ground embankments. Once in place, warm air was circulated throughout the pipe to simulate the

movement of natural gas. The soil surrounding the pipe was instrumented with thermistors, which register the effects of heat transfer from the pipe and seasonal changes in ground temperature. Foothills plans to compare recorded temperatures with those predicted in simulation models to determine to what extent ice-rich soils may be adversely affected by various pipeline designs and modes of installation.

Experiments were also conducted at Quill Creek in erosion control techniques, ditch preparation, the effects of drilling and blasting, and the use of ice for building a protective road-bed over permafrost.

The testing is planned to extend over several summer and winter seasons. Results of the Quill Creek test program will help to determine how the northern sections of the Alaska Highway Gas Pipeline will be designed and built.



As part of the Quill Creek test program, an experiment was carried out using ice as a protective road-bed over permafrost. Shown above, a large roto-tiller attached to a farm tractor harvests ice chips from Kluane Lake for use in access road construction.

---

### Geotechnical Drilling Program

---

Since 1977, Foothills (South Yukon) has been conducting a geotechnical drilling program in Yukon to study soil conditions along the proposed pipeline route and prospective compressor station sites, particularly to delineate permafrost areas. This research will be used by the company in determining final routing of the pipeline, its design, and the manner of construction.

During the fiscal year, boreholes were drilled to confirm the location of continuous and discontinuous permafrost, the ice content of frozen soils, and the potential for frost heave and thaw settlement. Water crossing areas were also tested to determine whether the approach slopes contained permafrost and if soils susceptible to frost heave or thaw settlement existed on lake and river bottoms.

Foothills' geotechnical program also focussed on designing and locating facilities—such as compressor stations, stockpile sites and construction camps—according to soil conditions. Compressor stations must be situated on ground sufficiently strong to support a concrete foundation. For campsites, soil information is necessary to design shallow foundations, waste disposal sites, and water supply systems. In addition to the field and laboratory testing of soil properties and conditions, the company has installed instruments to monitor ground temperature, frost heave, thaw settlement, and ground water conditions at many locations along the proposed pipeline route and at related facilities.

Since the program began, Agency engineering and environmental staff have continued to monitor Foothills' drilling activities. Based on the information collected to date, special construction designs are being developed and tested. Certain realignments of the pipeline route were also under consideration as a result of the data gathered on soil conditions.

---

### Pipe-Fracture Control

---

In 1980-81, a further series of burst tests on large-diameter pipe was undertaken by Foothills at its newly installed burst-test facility near Rainbow Lake in north-western Alberta, which is one of the most advanced in the world. Seven tests had been conducted up to the end of the fiscal year to determine how effectively large-diameter pipe will stop a fracture under a variety of conditions. These factors include the toughness and strength of the pipe and the temperature, pressure and composition of gas. Strength refers to the amount of pressure the pipe can handle, whereas toughness relates to the pipe's ability to accommodate strain before finally bursting and subsequently containing the length of fracture.

Members of the Agency's engineering group have overseen the development of the program and have been on site for each test. As the first of its kind in Canada, the burst-test program has included experiments with pipe containing gas under pressure at temperatures both above and below the freezing point. Under warm, or normal discharge conditions from the compressor stations, gas is approximately 20°C (68°F). The cold mode, to be used for the most northerly section of the pipeline in Yukon (and all of Alaska) in order to prevent melting of permafrost soils, involves chilling the gas to between 0° and -5°C (32° and 23°F).

The two tests conducted during 1980-81 in the warm mode on both 1,422 mm (56 in.) and 1,219 mm diameter (48 in.) pipe and the two tests on 1,219 mm (48 in.) diameter pipe operating in the cold mode, appeared to conform with on-site observations of similar tests undertaken previously. These tend to confirm the self-arrest capability of pipe of the prescribed strength and toughness under the test conditions provided for with respect to temperature, pressure and gas composition.

These tests are required by the National Energy Board prior to its approval of line pipe specifications and fracture-control methodology for the northern segments of the pipeline in Alberta, British Columbia and Yukon.



Sideboom tractors are used to submerge the first sections of pipe into the river trench during the crossing of the Bow River in Alberta. A bulldozer anchored on the opposite shore is used to haul the pipe through the water with cables.



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament, together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the year ended March 31, 1981, is reproduced as Appendix B to this report.

Estimates for 1980-81 provided \$8.2 million for the operation of the Agency. Actual expenditure was \$5.7 million, almost \$2.5 million less than the amount approved by Parliament. The number of person-years authorized for 1980-81 amounted to 129, of which only 89 were used. Notwithstanding the Agency's extensive involvement in overseeing first-stage construction of the Western Leg and the development of plans for building of the Eastern Leg, both the spending and manpower of the Agency were below approved levels because of further set-backs in the schedule for second-stage construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

Section 29 of the Act provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. These regulations were approved by the Governor in Council on April 24, 1978. During the year, recoveries totalling \$5.3 million were made, representing the unrecovered balance from the previous year and part of 1980-81 expenditure. Recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund. The balance of 1980-

81 expenditure, amounting to \$2 million, is due to be recovered in fiscal year 1981-82.

---

## Official Languages Plan

---

In accordance with the provisions of the *Official Languages Act*, the Agency provides service to the public in both official languages. Enquiries of the Agency are answered in the language chosen by the enquirer and public documents are available in both languages.

The Agency has also undertaken to conform with the intent of government language policy for the Public Service. Employees in Ottawa, 30 per cent of whom have French as their first language, may work and receive service in the official language of their choice. Every reasonable attempt is made to balance the participation of both official language communities at all levels. The working language of the Calgary office is English, but it is the policy of the Agency to ensure that a minimum of two employees, one officer and one member of support staff, are qualified and available to provide service to the public in the French language.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan, which has been approved by the Treasury Board. Compliance with the Plan is monitored each year.

There is a small but steady demand for services in the French language in the Ottawa office of the Agency, but little or no demand in the Calgary office or its two regional offices in Vancouver and Whitehorse. There have been no complaints from the public on the service being provided.

As the Agency is very small and is planned to exist for only a limited time, it has not established second-language training programs for its employees.



---

## The Role of the Northern Pipeline Agency

---

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement between the two nations of September 20, 1977, which governs the joint undertaking of the 9,000 km (5,500 mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has since conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In October, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all

matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a 'single window' for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who is also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and as a Deputy Administrator of the Agency, exercising the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. A listing of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency Offices can be found in Appendix D on page 31.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

Senator the Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C.  
Minister responsible for Northern Pipeline Agency  
Ottawa, Ontario

I have examined the statement of expenditure and recovery of costs of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1981. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this financial statement presents fairly the results of the operations of the Agency for the year ended March 31, 1981 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "Kenneth MacLellan".

Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario  
August 13, 1981

**NORTHERN PIPELINE AGENCY**  
(Established by the Northern Pipeline Act)

Statement of Expenditure and Recovery of Costs  
for the year ended March 31, 1981

	<u>1981</u>	<u>1980</u>
Expenditures		
Salaries and employee benefits	\$ 3,357,938	\$ 2,274,002
Travel and communications	735,112	570,066
Rentals	655,340	532,551
Professional and special services	618,215	602,317
Materials and supplies	160,525	70,628
Furniture and equipment	102,317	113,927
Information	82,478	101,331
Other	42,207	13,072
	<u>\$ 5,754,132</u>	<u>\$ 4,277,894</u>
Expenditure provided by:		
Privy Council Vote 25	\$ 5,219,132	\$ 3,963,894
Statutory—Contributions to employee benefit plans	535,000	314,000
	<u>\$ 5,754,132</u>	<u>\$ 4,277,894</u>
Recovery of costs of the Agency:		
Expenditure for the year	\$5,754,132	\$4,277,894
Less: Recoveries credited directly to Consolidated Revenue Fund	2,960	1,950
Amount recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	5,751,172	4,275,944
Less: Portion of current expenditure to be recovered in the following year	1,957,215	1,487,531
	<u>3,793,957</u>	<u>2,788,413</u>
Add: Portion of prior year expenditure recovered in the current year	1,487,531	1,454,009
Payments received from Foothills during the year and credited to Consolidated Revenue Fund	<u>\$ 5,281,488</u>	<u>\$ 4,242,422</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statement.

  
Commissioner

  
Chief Financial Officer



**NORTHERN PIPELINE AGENCY**  
**Notes to Financial Statement**  
**March 31, 1981**

1. Objective

The Agency was established on April 13, 1978 to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Northern Pipeline Act, 1977-78, c.20.

2. Significant accounting policies

(a) Cost-recovery

Agency costs are recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. based on quarterly billings. The resulting payments are credited to the Government of Canada Consolidated Revenue Fund in the period received.

(b) Expenditure

Expenditure for the year includes amounts relating to work performed, goods received and services rendered to March 31, 1981. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. All expenditure is financed by the parliamentary appropriations provided for that purpose.

Expenditure also includes all actual costs incurred on behalf of the Agency by other government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted employee strength.

3. Employees' contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years, are entitled to a termination allowance of 13% of accumulated salary received. These costs will be charged to expenditure when paid. Based on employees on strength at year end who may become entitled to this benefit in the future, unrecorded costs are estimated at \$463,000. These costs would be recoverable as outlined in Note 2(a).

## Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In the fiscal year under review, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by the Alberta Gas Trunk Line Company Limited of Calgary, Alberta (now known as Nova, An Alberta Corporation), and Westcoast Transmission Company Limited, Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada is to be built in five segments by the following subsidiary companies:

- Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd. will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium of U.S. transmission companies and a subsidiary of TransCanada PipeLines Ltd., will construct the Eastern Leg of the system. Two California companies, Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company, will construct the Western Leg.

The mainline project will comprise almost 7,720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1,422, 1,219, 1,067 and 914 mm. A total of approximately 3,270 km will be in Canada, 1,180 km in Alaska and 3,270 km in the United States south of the 49th parallel.<sup>1</sup> An additional 1,200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.<sup>2</sup>

Yukon	375 km of 1,219 mm 443 km of 1,422 mm
B.C. (North)	715 km of 1,422 mm
Alberta	634 km of 1,422 mm 377 km of 1,067 mm 301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1,067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1,180 km of 1,219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,800 km of 1,067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1,470 km of 1,067 mm line.<sup>3</sup>

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

<sup>1</sup> The total project will comprise almost 4,790 miles of 56, 48, 42 and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.

<sup>2</sup> Yukon            233 mi. of 48"    Saskatchewan    160 mi. of 42"  
                     275 mi. of 56"    B.C. (South)    106 mi. of 36"  
B.C. (North)    444 mi. of 56"  
Alberta           334 mi. of 56"  
                     234 mi. of 42"  
                     187 mi. of 36"

<sup>3</sup> The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

The capital cost for the entire system, excluding that for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta, was originally estimated to be \$10.7 billion (Cdn.). This reflected a cost of \$4.3 billion for the Canadian segments and \$6.4 billion for the American segments. In April, 1980, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. filed with the National Energy Board revised cost estimates for the entire Canadian section of \$8.4 billion (Cdn.).

In January, 1981, the U.S. sponsors submitted a revised cost estimate of \$13.7 billion (Cdn.) to the Federal Energy Regulatory Commission for the American sections of the system.

The Canada-U.S. Agreement established January 1, 1983, as the target date for completion of the entire project. The current target date for completion has now been set back to late 1986 due to delays in the United States.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

---

### **First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections**

---

The first-stage plan provides for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the trunk line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

This first-stage program involves the laying of some 2,992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States at an estimated cost of \$2.4 billion (Cdn.), of which 850 km (526 mi.) are in Canada. The system would be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. (Work on this section was completed in the spring of 1981.)

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. (On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.)

The Eastern Leg, in Canada and the United States, will be comprised of 1,956 km (1,215 mi.) of 1,067 mm (42 in.) pipe. (Construction began in both countries in May, 1981, and will be completed over a two-year construction period.)



## Northern Pipeline Agency

---

### Senior Officers and Office Locations

#### **Ottawa—Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

8th Floor, Victoria Building,  
140 Wellington Street,  
Ottawa, Ontario.

*Mailing address:*

P.O. Box 1605, Station B,  
Ottawa, Ontario.  
K1P 5A0

#### **Calgary—Operational Headquarters**

Mr. Harold S. Millican, Administrator,  
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and  
Designated Officer,  
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator.

4th Floor, Shell Centre,  
400-4th Avenue, Southwest,  
Calgary, Alberta.  
T2P 0J4

#### **Vancouver**

Mr. Robert Hornal, B.C. Administrator,

Room 1175, IBM Tower,  
701 West Georgia Street,  
Vancouver, British Columbia.

*Mailing address:*

P.O. Box 10139,  
Pacific Centre,  
Vancouver, British Columbia.  
V7Y 1C6

#### **Whitehorse**

Mr. Ken McKinnon, Yukon Administrator,

Suite 200,  
4114 Fourth Avenue,  
Whitehorse, Yukon.  
Y1A 4N7



## Administration du pipe-line du Nord

### Cadres supérieurs et adresses des bureaux

#### Ottawa—Siège social

L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général,

8<sup>e</sup> étage, Edifice Victoria,

140, rue Wellington,

Ottawa (Ontario).

#### Adresse postale

C.P. 1605, Succursale postale B,

Ottawa (Ontario).

K1P 5A0

#### Calgary—Bureau administratif

M. Harold S. Millican, directeur,

M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire désigné,

M. A. Barry Yates, directeur adjoint,

4<sup>e</sup> étage, Shell Centre,

400, 4<sup>e</sup> avenue s.-o.,

Calgary (Alberta).

T2P 0J4

#### Vancouver

M. Robert Hornal, directeur pour la Colombie-Britannique,

Pièce 1175, IBM Tower,

701 ouest, rue Georgia,

Vancouver (Colombie-Britannique).

#### Adresse postale

C.P. 10139,

Pacific Centre,

Vancouver (Colombie-Britannique).

V7Y 1G6

#### Whitehorse

M. Ken McKinnon, directeur pour le Yukon,

Suite 200,

4114, 4<sup>e</sup> avenue,

Whitehorse (Yukon).

Y1A 4N7



Saskatchewan 258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre

Colombie-Britannique (sud) 171 km de longueur et 914 mm de diamètre

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du Sud, les tuyaux faisant partie de l'embranchement est auront environ 1 800 km de longueur et 1 067 mm de diamètre. Ceux appartenant à l'embranchement ouest, qui est double, auront 1 470 km de longueur et 1 067 mm de diamètre.

Le réseau est conçu de façon à acheminer quotidiennement un débit maximal de 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet relatif à la canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien pourrait être acheminée à partir du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Au début, les immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster rejoignant le delta du Mackenzie, avaient été estimées à 10,7 milliards de dollars (can), dont 4,3 milliards de dollars devaient être dépensés au Canada et 6,4 milliards de dollars aux États-Unis. Les prévisions révisées fournies à l'Office national de l'énergie par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. en avril 1980, indiquaient le coût de la portion canadienne à 8,4 milliards de dollars (can).

En janvier 1981, les promoteurs américains ont pré-senté à la *Federal Energy Regulatory Commission* de nouvelles prévisions évaluant à 13,7 milliards de dollars (can) le coût de la portion américaine.

L'accord canado-américain fixait au 1<sup>er</sup> janvier 1983 la date d'achèvement du projet. Par suite de retards dus à la réglementation américaine, cette date a été reportée à la fin de 1986.

Vous trouverez à la page vi une carte décrivant le trajet projeté du gazoduc.

Saskatchewan 160 mi de longueur et 42 po de diamètre

Colombie-Britannique (sud) 106 mi de longueur et 36 po de diamètre

<sup>3</sup> En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du Sud, la longueur des tuyaux faisant partie de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi, et leur diamètre sera de 42 po. Quant à l'embranchement ouest, qui est double, les tuyaux le composant auront environ 911 mi de longueur et 42 po de diamètre.

PREMIÈRE ÉTAPE: CONSTRUCTION DES TRONÇONS SUD

Le plan de la première étape prévoit la construction, au Canada et aux États-Unis, de la totalité ou d'une partie des embranchements est et ouest du réseau depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta). Cette première étape comprend la pose, au Canada et aux États-Unis, d'une canalisation s'étendant sur 2 992 km (1 858 mi), et ce, à un coût estimatif de 2,4 milliards de dollars (can). La portion canadienne couvre 850 km (526 mi). Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,1 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains: ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

Au Canada la construction de l'embranchement ouest, entreprise en août 1980, a nécessité l'installation, sur une distance de 215 km (132 mi), de sept doublements de 914 mm (36 po) de diamètre. (Ces travaux ont été terminés au printemps 1981.)

Aux États-Unis, la construction de l'embranchement ouest, amorcée en décembre 1980, a nécessité l'installation de doublements sur une distance de 258 km (160,5 mi) jusqu'au gazoduc de la *Pacific Gas Transmission*, depuis Kingsgate (Colombie-Britannique), sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux doublements qui ont été ajoutés aux gazoducs de la *Northwest Pipelines* et de l'*El Paso Natural Gas* sur une distance de quelque 565 km (361 mi) et qui forment le *Western Delivery System*. Quant à l'embranchement ouest, qui assure l'expédition du gaz de l'Alaska, les réseaux de la *Pacific Gas Transmission* et de la *Pacific Gas and Electric* seront doubles depuis Stanfield jusqu'à Antioch (Californie), près de San Francisco. (Le 1<sup>er</sup> octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à acheminer du gaz vers les marchés américains.)

La construction de l'embranchement est comprend l'installation, au Canada et aux États-Unis, d'une canalisation de 1 067 mm (42 po) de diamètre sur une distance de 1 956 km (1 215 mi). (Les premiers travaux, dans les deux pays, datent de mai 1981, et la construction est échelonnée sur deux ans.)

Description du projet

Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada Pipelines Ltd. Quant à l'embranchement ouest, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas and Electric Company, se chargeront de sa construction.

Le réseau principal, dont les tuyaux auront un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra, dans les deux pays, sur une distance d'environ 7 720 km. En tout, le réseau couvrira environ 3 270 km au Canada, 1 180 km en Alaska et 3 270 km aux États-Unis, sud du 49° parallèle<sup>1</sup>. Advenant l'approbation du projet relatif à la canalisation latérale de Dempster, un tuyau de 1 200 km de longueur et de 860 mm de diamètre sera aussitôt ajouté.

Les tronçons faisant partie de la portion canadienne auront les dimensions suivantes<sup>2</sup>:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre
	443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Alberta	377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
	301 km de longueur et 914 mm de diamètre

<sup>1</sup> Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi, et le diamètre des tuyaux le composant sera variable (56, 48, 42 et 36 po). Il couvrira environ 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49° parallèle. Quant à la canalisation latérale de Dempster, elle s'étendra sur une distance d'environ 746 mi et son diamètre sera de 34 po.

2 Yukon	233 mi de longueur et 48 po de diamètre
	275 mi de longueur et 56 po de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	444 mi de longueur et 56 po de diamètre
Alberta	334 mi de longueur et 56 po de diamètre
	234 mi de longueur et 42 po de diamètre
	187 mi de longueur et 36 po de diamètre

Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska est une canalisation à grand diamètre qui permettra d'abord d'acheminer le gaz naturel depuis le versant nord de l'Alaska jusqu'aux 48 États du Sud, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, d'accéder en temps utile aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

Durant l'année financière qui fait l'objet du présent rapport, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la première étape de construction des embranchements est et ouest, qui font partie de la portion sud du réseau, en vue de l'exportation du surplus de gaz canadien vers les marchés américains. Voici maintenant un bref aperçu de cette première étape.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est le promoteur de la portion canadienne du projet. Cette société mère appartient, à parts égales, à l'Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., de Calgary (Alberta), maintenant connue sous le nom de Nova, An Alberta Corporation, et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique). Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits pas cinq filiales:

- Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.,
- Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.,
- Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.,
- Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. et
- Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., se chargera de la construction de la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve ce projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour la Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49° parallèle, l'embranchement est du réseau sera construit par la

**ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD**  
**Notes afférentes à l'état financier**  
**du 31 mars 1981**

**1. Objectif**

L'Administration a été constituée le 13 avril 1978 afin d'encourager la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel tout en sauvegardant les meilleurs intérêts du Canada comme le définit la Loi sur le pipe-line du Nord, 1977-1978, c. 20.

**2. Conventions comptables importantes**

**a) Recouvrement des frais**

Les frais de l'Administration sont entièrement recouvrables de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. au moyen de facturations trimestrielles. Les paiements sont crédités au Fonds du revenu consolidé du gouvernement du Canada au cours de la période pendant laquelle ils sont reçus.

**b) Dépenses**

Les dépenses de l'exercice comprennent les paiements qui sont effectués pour des travaux exécutés, des biens reçus ou des services rendus avant le 31 mars 1981. Les acquisitions en capital sont imputées au compte des dépenses de l'exercice de l'achat. Toutes les dépenses sont financées au moyen des crédits budgétaires fournis à cette fin par le Parlement.

Les dépenses comprennent également tous les coûts réels subis au nom de l'Administration par d'autres ministères, à l'exception des contributions aux régimes des avantages sociaux des employés qui sont calculées d'après l'effectif prévu au budget.

**3. Plan de prévoyance pour les employés**

Les employés des niveaux supérieurs et certains autres employés-clés qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à l'achèvement de leurs tâches et pour une période de plus de deux ans ont droit à une indemnité de cessation d'emploi correspondant à 13 pour cent de la somme totale de leur traitement. Ces coûts seront imputés au compte des dépenses de l'exercice pendant lequel ils seront acquittés. En s'appuyant sur le nombre d'employés à la fin de l'exercice qui pourraient avoir droit à cette indemnité à l'avenir, on a évalué ces coûts non inscrits à \$463,000. Ils seraient recouvrables ainsi que l'indique la note 2 a).

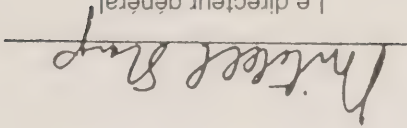


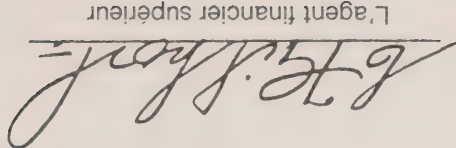
**ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD**  
(établie par la Loi sur le pipe-line du Nord)

**Etat des dépenses et du recouvrement des frais**  
**pour l'exercice terminé le 31 mars 1981**

1981	1980	
\$ 3,357,938	\$ 2,274,002	Dépenses
735,112	570,066	Traitements et prestations aux employés
655,340	532,551	Transports et communications
618,215	602,317	Location
160,525	70,628	Services professionnels et spéciaux
102,317	113,927	Fournitures et approvisionnements
82,478	101,331	Meubles et matériel
42,207	13,072	Information
\$ 5,754,132	\$ 4,277,894	Autres
\$ 5,219,132	\$ 3,963,894	Provenance des fonds:
\$ 5,219,132	\$ 3,963,894	Crédit 25 du Conseil privé
535,000	314,000	Statutaire—contributions aux régimes de pres-
\$ 5,754,132	\$ 4,277,894	tations des employés
\$ 5,754,132	\$ 4,277,894	Recouvrement des frais de l'Administration:
\$ 5,754,132	\$ 4,277,894	Dépenses pour l'exercice
2,960	1,950	Moins: les recouvrements inscrits directement
5,751,172	4,275,944	au crédit du Fonds du revenu consolidé
1,957,215	1,487,531	Montant à recouvrer de la Foothills Pipe Lines
3,793,957	2,788,413	(Yukon) Ltd.
1,487,531	1,454,009	Moins: la partie des dépenses courantes qui
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	sera recouvrée au cours de l'exercice
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	suivant
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	Ajouter: la partie des dépenses de l'exercice
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	précédent qui a été recouvrée au
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	cours du présent exercice
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	Paiements reçus de la Foothills au cours de
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	l'exercice et qui ont été crédités au Fonds du
\$ 5,281,488	\$ 4,242,422	revenu consolidé

Les notes ci-jointes font partie intégrante de l'état financier.

  
 Le directeur général

  
 L'agent financier supérieur



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

L'honorable H. A. (Bud) Olson, C.P., sénateur  
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord  
Ottawa (Ontario)

J'ai vérifié l'état des dépenses et du recouvrement des frais de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1981. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, cet état financier présente fidèlement les résultats de l'exploitation de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1981 selon les conventions comptables décrites à la note 2 et appliquées de la même manière qu'au cours de la période précédente.

Le Vérificateur général du Canada

Ottawa (Ontario)  
le 13 août 1981

## Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line pour acheminer le gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Depuis sa création, ce Comité spécial a tenu un certain nombre d'audiences portant sur ce projet.

L'Administration du pipe-line du Nord a été conçue pour servir d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fédéral entreprendrait presque tous ses rapports avec le groupe Foothills qui a été autorisé par la Loi à réaliser le projet au Canada. Conformément aux dispositions de la Loi, de nombreux pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes fédéraux, concernant la planification, la construction et l'exploitation du réseau au Canada, ont été transférés à l'Administration. Les responsabilités réservées exclusivement à l'Office national de l'énergie, ou celles dont la compétence est partagée entre l'Office et l'Administration, sont la principale exception. En outre, l'Administration est chargée de faciliter la coordination des travaux relatifs au projet qui mettent en cause d'autres organismes et ministères de tous les niveaux de gouvernement au Canada et aux États-Unis.

La gestion et la direction de l'Administration relèvent d'un ministre désigné à cette fin par le gouverneur général en conseil. Nommé par décret, le directeur général agit à titre d'adjoint du ministre. Il dirige l'Administration de son siège social à Ottawa. Un directeur, nommé par décret du conseil, administre le principal centre opérationnel, à Calgary. Il est aussi responsable de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et de Whitehorse (Yukon). La Loi prévoit qu'un membre de l'Office national de l'énergie sera le fonctionnaire désigné de l'Administration, et qu'il agira à titre de directeur adjoint, exerçant les pouvoirs que la Loi a délégués à l'Office le 27 juillet 1978. Vous trouverez à l'annexe D, page 32, la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

L'Administration a été créée, le 13 avril 1978, par la Loi sur le pipe-line du Nord. Elle a pour objet de surveiller la planification et la construction, au pays, du gazoduc de la route de l'Alaska et de permettre d'accéder aux importantes réserves de gaz naturel des régions arctiques du Canada et des États-Unis.

La Loi crée l'Administration et elle donne en outre le pouvoir nécessaire pour mettre en œuvre l'accord, intervenu entre les deux nations le 20 septembre 1977, régissant le projet conjoint d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description de ce réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: réglementer le projet et faciliter la planification et la construction expéditives du réseau au Canada par le groupe Foothills; en outre, maximiser la production d'énergie à bon prix ainsi que les avantages industriels pour les Canadiens, tout en minimisant les répercussions fâcheuses que pourrait avoir le pipe-line sur le milieu social et l'environnement. L'Administration est aussi tenue par la Loi de tenir compte, dans les régions touchées par les travaux des intérêts locaux et régionaux des habitants, particulièrement de ceux des autochtones.

En avril 1978, dans un geste sans précédent, la Chambre des communes a accepté la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller en permanence l'application de la Loi et les travaux de l'Administration. Depuis sa création en juin de cette même année, le Comité a tenu plusieurs réunions pour entendre les témoignages de cadres supérieurs de l'Administration, des compagnies canadiennes et américaines engagées dans le projet, etc.

En octobre 1978, le Sénat a aussi adopté une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, ayant le mandat d'enquêter sur



# Finances, personnel et langues officielles

effectuées en 1980-1981, qui s'élève à 2 millions de dollars, doit être recouvré au cours de l'année financière 1981-1982.

## Plan des langues officielles

Conformément aux dispositions de la Loi sur les langues officielles, l'Administration fournit ses services à la population dans les deux langues officielles. Elle répond aux demandes de renseignements dans la langue désirée et tous ses documents sont publiés en français et en anglais.

L'Administration a aussi entrepris de respecter l'esprit de la politique linguistique au gouvernement à l'égard de la fonction publique. A Ottawa, les employés, dont 30 pour cent sont de langue maternelle française, peuvent travailler et recevoir des services dans la langue de leur choix. L'Administration recherche une participation équilibrée des deux communautés linguistiques, à tous les niveaux. A Calgary, la langue de travail est l'anglais, mais l'Administration fait en sorte qu'au moins deux membres du personnel, un agent et un membre du personnel de soutien, puissent fournir des services en français à la population.

Cette politique est énoncée dans le plan relatif aux langues officielles de l'Administration, que le Conseil du Trésor a approuvé, et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle.

La demande de services en français est restreinte mais constante à Ottawa; elle est cependant presque nulle à Calgary et dans les deux bureaux régionaux de l'Administration à Vancouver et à Whitehorse. Les services fournis n'ont fait l'objet d'aucune plainte de la part de la population.

Etant donné la très petite taille de l'Administration et le fait qu'elle ne doit exercer son activité que pour un temps limité, elle n'a pas jugé bon de fournir de cours de langue à ses employés.

## Finances et Personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier tous les ans les comptes et les transactions financières de l'Administration, et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi stipule que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces exigences, l'annexe B du présent document contient le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la période se terminant le 31 mars, 1981.

En 1980-1981, le budget de fonctionnement de l'Administration était de 8,2 millions de dollars. Les dépenses réelles furent de 5,7 millions de dollars, soit presque 2,5 millions de dollars de moins que la somme approuvée par le Parlement. Le nombre d'années-per-sonnes autorisées pour 1980-1981 s'élevait à 129 et seulement 89 ont été employées. Etant donné les nouveaux retards dans la construction des tronçons nord du pipe-line, tant les dépenses que les effectifs de l'Administration ont été en-dessous des niveaux approuvés; celle-ci n'en a pas moins consacré beaucoup d'efforts à la surveillance de la construction de l'embranchement ouest et à l'élaboration des plans de l'embranchement est.

L'article 29 de la Loi prévoit le recouvrement des frais de l'Administration auprès de la société construisant le pipe-line, conformément aux règlements adoptés en vertu du paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Le 24 avril 1978, le gouverneur en conseil approuvait ces règlements. Au cours de l'année, on a recouvré une somme totalisant 5,3 millions de dollars, représentant le solde non recouvré de l'année précédente et une partie des dépenses de 1980-1981, montant qui a été crédité au Fonds du revenu consolidé. Le solde des dépenses

En 1980-1981, la Foothills a effectué une autre série d'essais de résistance des tuyaux à grand diamètre à sa nouvelle installation, une des plus modernes au monde, située près de Rainbow Lake, dans le nord-ouest de l'Alberta. Jusqu'à la fin de l'année, sept essais ont eu lieu pour établir dans quelle mesure un tuyau de grand diamètre peut limiter l'importance d'un bris compte tenu de divers facteurs dont la résistance et l'élasticité du tuyau, ainsi que la température, la pression et la composition du gaz. La résistance est la pression qu'un tuyau peut soutenir, tandis que l'élasticité est sa capacité de soutenir une tension avant d'éclater, et de limiter l'importance du bris.

## Contrôle des bris de tuyaux

qu'à maintenant ont permis d'élaborer et de faire l'essai de constructions spéciales. En outre, les renseignements sur les conditions du sol ont entraîné la remise en cause du tracé du pipe-line à certains endroits au Yukon.

Des tracteurs à flèche latérale servent à submerger les premières parties du tuyau dans la tranchée creusée dans la rivière Bow (Alberta). Un boteur ancré sur la rive opposée sert à haïler le tuyau dans l'eau au moyen de câbles.



Les membres du groupe technique de l'Administration ont surveillé l'élaboration du programme et ils ont assisté à chaque essai. Premier en son genre au Canada, ce programme d'essais de résistance comportait des expériences dans lesquelles les tuyaux contenaient du gaz sous pression, dont la température était au-dessus ou au-dessous du point de congélation. Normalement, à la sortie de la station de compression, le gaz est chaud, sa température s'élevant à environ 20°C (68°F). Dans les parties les plus septentrionales du pipe-line au Yukon (et dans tout le tronçon alaskain) le gaz sera refroidi entre 0 et -5°C (32° et 23°F) pour éviter de faire fondre le pergélisol.

En 1980-1981, le tuyau de 1 422 mm (56 po) a subi deux essais à chaud, et celui de 1 219 mm (48 po) en a subi deux à chaud et à froid. Ces essais ont semblé correspondre aux observations faites sur place lors de tests semblables effectués antérieurement. Ils tendent à confirmer la capacité d'un tuyau, ayant la résistance et l'élasticité prescrites, de contenir les bris dans les conditions d'essai prévues de température, de pression et de composition du gaz.

L'Office national de l'énergie a exigé la tenue de ces essais avant d'approuver les caractéristiques techniques du tuyau et les méthodes de limitation des bris pour les tronçons nord du pipe-line en Alberta, en Colombie-Britannique et au Yukon.



Depuis le début du programme de forage, les employés de l'Administration s'occupant des questions techniques et écologiques ont surveillé les activités de la Foothills. Les renseignements recueillis jus-

Le programme géotechnique de la Foothills a aussi tenu compte des conditions du sol dans le choix des emplacements et dans la conception des installations, comme les stations de compression, les sites d'entreposage et les camps de travailleurs. Les stations de compression doivent reposer sur un sol suffisamment ferme pour supporter une fondation de béton. Pour ce qui est des camps, il faut connaître les conditions du sol pour concevoir des fondations peu profondes, des lieux d'élimination des déchets et des réseaux d'aque-duc. En plus des essais, sur le terrain et en laboratoire, sur les propriétés et les conditions du sol, la société a installé des instruments pour surveiller la température du sol, le soulèvement dû au gel, l'affaissement du sol, ainsi que les conditions de l'eau souterraine à de nombreux endroits le long du tracé projeté du pipeline et aux emplacements des installations connexes.

Pendant l'année, des trous de sonde ont été forés pour connaître l'emplacement du pergélisol continu et discontinu, ainsi que le pourcentage de glace des sols gelés et les possibilités de soulèvement dû au gel et d'affaissement dû au dégel. Les secteurs de franchissement de voies d'eau ont fait l'objet de tests pour établir si les berges contenaient du pergélisol et si le fond des lacs et des rivières pouvait être affecté par le soulèvement dû au gel ou l'affaissement dû au dégel.

Depuis 1977, la Foothills (South Yukon) exécuté un programme de forage géotechnique pour connaître les conditions du sol le long du tracé projeté et aux emplacements des stations de compression au Yukon, en particulier pour délimiter les zones de pergélisol. Ces recherches permettront à la société d'établir le tracé final, la conception et le mode de construction du pipeline.

## Programme de forage géotechnique

Le programme d'essais devrait durer plusieurs étés et hivers. Les conclusions qui en seront tirées permettront d'établir le mode de conception et de construction des tronçons nord du gazoduc de la route de l'Alaska.

En outre, on a fait à Quill Creek des expériences sur les techniques de contrôle de l'érosion, la préparation des tranchées, les répercussions du forage et du dynamitage, ainsi que sur l'utilisation de chaussées de glace sur le pergélisol.

Dans le cadre du programme d'essais de Quill Creek, on a expérimenté l'utilisation de glace comme assiette protectrice de la chaussée, au-dessus de la couche de pergélisol. Sur la photo, une grosse motobèche attachée à un tracteur de ferme récolte sur le lac Klavane des morceaux de glace qui serviront à construire une voie d'accès.



A l'installation d'essai de Quill Creek, les tuyaux étaient enterrés dans des tranchées classiques ou posés sur des remblais. Ensuite, de l'air chaud était pompé dans le tuyau pour simuler le mouvement du gaz naturel. Autour du tuyau étaient installés des thermistors, instruments qui enregistrent les variations de la température du sol dues à la chaleur du pipeline et aux changements de saisons. La Foothills compte comparer les températures enregistrées à celles qui avaient été prévues au moyen des modèles pour établir dans quelle mesure les sols contenant beaucoup de glace peuvent être endommagés par les divers types de tuyau et leurs modes d'installation.

Compte tenu du fait que les modalités relatives au tronçon yukonnais n'avaient pas été approuvées par le gouvernement en conseil, les essais étaient réglementés au moyen d'un permis d'utilisation des terres que l'Administration avait délivré à la société en décembre 1980. Les conditions du permis comportaient entre autres les articles pertinents des modalités socio-économiques et écologiques proposées. La société a soumis à l'Administration des plans écologiques et socio-économiques qui ont été approuvés par le fonctionnaire désigné en janvier 1981. La construction de l'installation a commencé après l'approbation de l'Administration, le 16 février, du cahier des charges de la société. L'agent de l'Administration chargé de l'utilisation des terres, affecté à Whitehorse, s'est rendu chaque semaine pour inspecter les lieux et surveiller les travaux.

Par contre, le gaz chaud peut faire fondre le pergélisol et ainsi entraîner l'érosion du sol et l'affaissement du tuyau. Les essais à Quill Creek visent à déterminer la façon la plus efficace et économique de régler ce dernier problème. Le promoteur du tronçon du pipeline en Alaska a poursuivi les essais concernant les problèmes de soulèvement dû au gel.





Creusement d'une tranchée dans le lit de la rivière Moyie, au premier des trois points qui enjambent la rivière Moyie, dans le sud-est de la Colombie-Britannique.

## Travaux techniques

Le 13 août 1980, conformément aux ordonnances techniques rendues en janvier 1979, la Foothills (Alta.) et la Foothills (South B.C.) avaient reçu du fonctionnaire désigné toutes les approbations d'ordre technique concernant la construction de l'embranchement ouest. Selon les ordonnances, chaque filiale de la Foothills était tenue de faire approuver au préalable par le fonctionnaire désigné les devis et les critères de construction. Les sociétés devaient aussi fournir des renseignements à l'appui de leurs devis, notamment les rapports des essais sur le terrain. En outre, les ordonnances précisent les critères et les méthodes de construction, ainsi que les procédures d'inspection à suivre par les sociétés.

De nombreuses réunions ont eu lieu au cours de l'année entre les employés de l'Administration et ceux de la Foothills pour définir clairement et remplir de façon satisfaisante les exigences des ordonnances techniques applicables à la construction de l'embranchement ouest. Avant l'émission des ordonnances d'approbation, les techniciens de l'Administration ont examiné environ 90 dessins concernant le tronçon du sud de la Colombie-Britannique et 160 autres portant sur le tronçon albertain, ainsi que de nombreux rapports donnant des détails sur des critères précis de conception.

L'Administration a poursuivi sa collaboration étroite avec la société pour établir la meilleure façon de contrôler le soulèvement dû au gel et l'affaissement dû au dégel dans les sols instables, ainsi que les bris longitudinaux des tuyaux. Les ordonnances rendues par le fonctionnaire désigné et les règlements de l'Office national de l'énergie exigent que la Foothills effectue de nombreux essais pour trouver des solutions à ces problèmes.

## Programme d'essais à Quill Creek

En outre, les employés de l'Administration ont examiné pendant l'année de nombreux principes généraux régissant la conception technique, en plus de certains travaux de conception ayant trait aux programmes de recherches sur le soulèvement dû au gel, l'affaissement dû au dégel et sur le contrôle des bris des tuyaux. Voici quelques-unes des principales activités de l'Administration :

- rapport sur la conception des tronçons canadiens
- révisions des principales caractéristiques des tuyaux pour les tronçons sud du réseau;
- établissement des critères de conception en vue de rivières ou de ruisseaux dont les lits peuvent être creusés par de fortes inondations.

Fin 1980 et début 1981, la Foothills (South Yukon) entreprend la construction d'une installation d'essai sur le terrain à Quill Creek (Yukon), à 300 km (186 mi) au nord-ouest de Whitehorse, pour faire la preuve qu'il est possible de construire et d'exploiter le pipeline dans le pergélisol discontinu. La société a choisi ce tronçon de cinq km (trois mi) pour son programme d'essais, car il se trouve dans un secteur de pergélisol discontinu, au point où l'on se propose de cesser de réfrigérer le gaz lorsque le pipeline sera en exploitation.

Dans les zones de pergélisol discontinu particulièrement humide, deux types de problèmes peuvent menacer la stabilité du tuyau. Si le sol n'est pas gelé en permanence, le gaz réfrigéré peut entraîner la formation, autour du tuyau, d'une «gaine de glace» soulevant

de surveillance sur le terrain des travaux de construction. Les plans prévoyaient une surveillance de tous les jours sur place par les employés de l'Administration ayant compétence pour les questions écologiques découlant de la construction du pipeline, afin de faire respecter les modalités par le groupe Foothills et ses entrepreneurs.

A la fin de juillet, tous les surveillants avaient été recrutés et, à la mi-août, deux équipes étaient sur le terrain. Chacune était dirigée par un surveillant principal sous l'autorité du fonctionnaire désigné et des cadres supérieurs de l'Administration. Auparavant, les membres des équipes avaient suivi un cours d'orientation de deux semaines dispensé par des employés de l'Administration à Calgary.

Une équipe de cinq surveillants était chargée des travaux dans le sud-est de la Colombie-Britannique. D'abord affectés à Fernie, ils se sont rendus à Cranbrook vers la fin d'octobre suivant ainsi la marche des travaux. La deuxième équipe, formée de trois surveillants, était affectée au sud-ouest de l'Alberta; elle était installée d'abord à Claresholm, puis, à Cochrane.

Tout au long de la construction dans le sud-est de la C.-B., un représentant de l'Administration, affecté à Cranbrook, s'occupait des questions socio-économiques ayant trait aux travaux. Dans le sud-ouest de l'Alberta, les localités situées à proximité du tracé du pipeline ont été visitées régulièrement par les spécialistes des questions socio-économiques du bureau de l'Administration à Calgary.

Étant donné que les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique étaient intéressés par les travaux et avaient des responsabilités à l'égard de certaines questions environnementales, l'Administration a conclu avec eux des accords de cogestion. La Colombie-Britannique a détaché sur le terrain un coordonnateur pour faciliter les liaisons directes entre les employés de l'Administration et ceux de la province. En Alberta, le gouvernement avait affecté en permanence un agent, chargé de surveiller sur place les questions environnementales, que rejoignaient à l'occasion un certain nombre de spécialistes.

Les surveillants principaux de l'Administration sont restés en contact direct avec le premier représentant et les employés de la Foothills sur le terrain, et ils leur ont d'abord fait part verbalement de leurs inquiétudes à l'égard du respect des modalités par la société. Ils ont ensuite rédigé sur place des notes sur des préoccupations particulières et, lorsque la société a omis d'y donner suite, les surveillants principaux ont soumis des rapports de non-conformité.

En 1980-1981, trois rapports de non-conformité ont été soumis; l'un d'entre eux a incité le fonctionnaire désigné à rendre une ordonnance obligeant la Foothills à prendre certaines mesures. L'un portait sur la pro-

tection insuffisante accordée à un site archéologique, un autre sur une petite quantité de diesel fuyant d'un réservoir situé près d'un cours d'eau. Le troisième rapport a entraîné un avis officiel et une ordonnance exigeant l'interruption du creusage de la tranchée dans le sud de la Colombie-Britannique: ouverte sur une trop longue distance, la tranchée faisait obstacle au déplacement des grands mammifères; de plus, elle risquait de donner prise à l'érosion.

Une préoccupation écologique majeure dans le sud-est de la Colombie-Britannique portait sur les méthodes adéquates pour franchir, à trois endroits, la rivière Moyie et le ruisseau Hawkins, à un endroit, de façon à minimiser l'ensablement qui peut nuire aux poissons et à leur habitat. Le 28 novembre 1980, la Cour suprême de la Colombie-Britannique, à la demande du procureur général de cette province, a rendu une injonction temporaire interdisant le franchissement de ces cours d'eau parce que la méthode proposée pour la construction dans leurs lits ne respectait pas les exigences en matière de guideaux de la loi provinciale dite *Water Act*. La Foothills (South B.C.), son mandataire, l'Alberta Natural Gas Company Ltd., l'entrepreneur, la Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., et l'Administration du pipeline du Nord étaient tous nommés dans l'ordonnance judiciaire.

Après de longues discussions entre les cadres de l'Administration et le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, il a été convenu que la basse Moyie et le ruisseau Hawkins seraient franchis au moyen de techniques classiques d'installation du tuyau dans leur lit. Il a aussi été accepté que le deuxième franchissement de la Moyie comporte l'installation de guideaux ou de canaux tubulaires afin d'éviter que l'eau n'entre dans la tranchée dans le lit du cours d'eau et de réduire l'ensablement en aval. Cet essai permettrait d'établir la façon dont la rivière serait franchie en amont. Toutefois, des niveaux d'eau particulièrement élevés ont incité le ministère provincial à concrètement des franchissements de la haute et de la moyenne Moyie devraient être faits dans le lit du cours d'eau.

Les problèmes découverts pendant les travaux de construction en 1980-1981 dans le sud-est de la Colombie-Britannique comportaient, entre autres, l'érosion superficielle causée par la vidange de l'eau ayant servi aux essais hydrostatiques des tronçons de tuyau, un mauvais marquage des soudures, et un soutien inadéquat des tuyaux dans le fond de la tranchée.

En Alberta et en Colombie-Britannique, les travaux de construction se sont terminés, respectivement, en février et en mars 1981. Les équipes de surveillance sont alors parties rédiger leurs rapports finals et se préparer pour la saison de construction 1981.



chargé certains fonctionnaires de l'Administration de l'exécution des lois et de la délivrance des baux, permis, autorisations et approbations nécessaires.

Pendant l'année 1980-1981, huit permis d'utilisation de terres et un permis d'exploitation de carrière ont été délivrés à la Foothills (South Yukon) pour qu'elle puisse faire des levés le long de la canalisation principale, ainsi que des études géotechniques et des études sur le soulèvement dû au gel, et enfin, d'établir à Quill Creek des installations destinées à faire l'essai de diverses méthodes de construction et d'enfouissement des tuyaux dans les zones de pergélisol continu et discontinu. Un cadre de l'Administration affecté à Whitehorse s'est occupé des permis et des autorisations délivrés au Yukon, et il s'est rendu régulièrement sur le terrain pour vérifier si ces activités étaient conformes aux dispositions pertinentes.

Dans le cadre de la construction, en 1980, de la première étape dans le sud-est de l'Alberta, Colombie-Britannique et le sud-ouest de l'Alberta, l'Administration a coordonné l'octroi, par d'autres ministères et organismes fédéraux, d'un certain nombre d'approbations nécessaires aux croisements du pipe-line. Des dispositions de la Loi sur l'Office national de l'énergie régissent le franchissement par le pipe-line des voies d'eau navigables, routes, voies ferrées, fossés d'irrigation, lignes de haute tension et autres services publics comme les câbles souterrains, réseaux de drainage, barrages et égouts. En 1980-1981, le personnel de l'Administration a examiné les dessins et les demandes de la Foothills à l'égard des franchissements. Ensuite, 27 ordonnances de croisement, ainsi que six (6) ordonnances de modification ont été rendues. Le ministère des Transports et le Comité des transports par chemin de fer de la Commission canadienne des transports ont rendu des ordonnances de croisement concernant les voies d'eau navigables et les chemins de fer, tandis que les autres ordonnances ont été prises par le fonctionnaire désigné de l'Administration, au nom de l'Office national de l'énergie. Cette coordination respecte le principe de l'«organisme centralisateur» en vertu duquel l'Administration exerce la plupart des pouvoirs fédéraux applicables au projet, et elle découle des accords qu'elle a conclus avec Transports Canada et le Comité des transports par chemin de fer de la Commission canadienne des transports.

### Surveillance sur le terrain

Après avoir approuvé, en juillet 1980, la construction préliminaire au Canada des tronçons sud du réseau, l'Administration a rapidement mis en œuvre des plans

Conformément aux dispositions de la Loi sur l'Office national de l'énergie, au cours de l'année, la Foothills a demandé au fonctionnaire désigné l'autorisation de prendre des terres, en plus de celles que prévoit cette loi, aux fins de l'emprise de l'embranchement ouest en Alberta et de l'embranchement est en Alberta et en Saskatchewan.

Selon la Loi, la société pipelinière peut exproprier pour l'emprise une bande de terre allant jusqu'à 18,3 m (60 pi) de largeur. Si elle veut avoir des terres supplémentaires, une audience doit avoir lieu pour en établir la nécessité, et pour entendre le point de vue des propriétaires en cause.

En juin 1980, le fonctionnaire désigné a tenu trois autres audiences, à Cochrane, Sundre et Clareholm (Alberta), à la suite de demandes concernant une emprise plus large et une superficie de travail supplémentaire présentées par la Foothills (Alta.) à l'égard de la construction en 1980-1981 de l'embranchement ouest dans cette province. Au début de 1981, quatre audiences ont eu lieu à Olds et Brooks (Alberta) et à Shunavon et Regina (Saskatchewan), concernant la construction en 1981-1982 de l'embranchement est dans ces deux provinces. Dans chaque cas, le fonctionnaire désigné a jugé valides les motifs invoqués par la société pour demander des terres supplémentaires. Dans le sud de la Colombie-Britannique, la société n'avait pas besoin de terres en plus de l'emprise de 18,3 m (60 pi) de largeur.

### Exercice des autres pouvoirs de réglementation fédéraux transmis à l'Administration

Conformément aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord, le 27 août 1980, le gouverneur en conseil prenait un décret transférant au ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord certains pouvoirs de réglementation fédéraux concernant le pipe-line. Ainsi, l'Administration a reçu de divers ministères la charge d'appliquer à l'égard du pipe-line les dispositions pertinentes des lois suivantes: Lois sur les eaux intérieures du Nord et sur les terres territoriales, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien; Lois sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs, sur la lutte contre la pollution atmosphérique, sur les contaminants de l'environnement et sur la faune du Canada, du ministère de l'environnement; et Loi sur les pêches et des Océans. Le Ministre a ensuite

### Autorisation de prendre des terres supplémentaires



## Choix du tracé

En vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord, les propriétaires touchés par la construction du gazoduc ont le droit de se faire entendre auprès de l'Administration concernant le tracé proposé par les filiales de la Foothills. La société d'abord distribuée aux propriétaires de la *Landowner's Information Booklet* (brochure d'information pour les propriétaires) pour les renseignements sur le projet du pipe-line et leur préciser l'emplacement projeté du pipe-line sur leur propriété. Si un propriétaire n'accepte pas l'emplacement proposé par la société, il doit en faire part au fonctionnaire désigné de l'Administration dans les trente (30) jours de la réception de la brochure. Au début de 1980, une procédure fut élaborée pour recevoir les objections au tracé proposé en vue des audiences tenues par le fonctionnaire désigné.

En avril et en mai 1980, des audiences ont eu lieu à Calgary pour entendre les objections au tracé proposé pour l'embranchement ouest en Alberta. À la suite de ces audiences, le fonctionnaire désigné a rendu cinq ordonnances qui étaient généralement favorables au tracé recommandé par la Foothills, deux d'entre elles exigeaient toutefois que cette dernière modifie ce tracé. En novembre, des audiences semblables ont eu lieu à Calgary pour entendre quatre objections concernant l'embranchement est du pipe-line en Alberta. Dans trois cas sur quatre, le fonctionnaire désigné a avalisé le tracé proposé par la société, dans l'autre, il a approuvé la modification convenue auparavant entre le propriétaire et la société.

L'Administration n'a reçu aucune plainte à l'égard du tracé de l'embranchement ouest dans le sud-est de la Colombie-Britannique ou de celui de l'embranchement est en Saskatchewan.



Avant la pose des tuyaux, un canal d'amenée est installé à travers le ruisseau Tee Pee, dans le sud de la Colombie-Britannique. Les canaux d'amenée visent à détourner l'eau de la tranchée creusée dans le lit du fleuve; ils permettent de réduire l'envasement en aval des travaux de construction et ainsi, de minimiser les dommages menaçant la survie des poissons.

## Plans, profils et livres de renvoi

Étant donné le type de contrat et l'incertitude entourant les obstacles météorologiques et topographiques à la construction, le contrôle des coûts des travaux dans le sud-est de la Colombie-Britannique a été beaucoup plus difficile qu'en Alberta. Chaque jour, la Foothills (South B.C.) devait donc faire établir par une équipe de contrôle des coûts le nombre de machines et d'ouvriers travaillant effectivement sur place. L'Administration a effectué plusieurs essais sur le terrain de concert avec les employés de la société pour s'assurer du maintien d'un processus efficace de vérification.

L'Administration a examiné et approuvé les plans, profils et livres de renvoi exigés pour la construction, en 1980-1981, de l'embranchement ouest en Alberta et dans le sud-est de la Colombie-Britannique.

Les plans donnent une perspective à vol d'oiseau de l'emprise. Ils précisent la portion et la superficie des terres soustraites de chaque parcelle, les numéros de celles-ci, ainsi que les noms des propriétaires et occupants, et d'autres renseignements pertinents comme des données techniques sur la conception du pipe-line. Les profils donnent une coupe verticale de la surface dans l'axe du pipe-line. Les livres de renvoi donnent des précisions sur la propriété des terres indiquées sur les plans et donnent des renseignements supplémentaires concernant le franchissement des principales installations de services publics.

À la fin de l'année financière, l'Administration avait commencé l'examen des plans, profils et livres de renvoi requis pour le programme de construction de l'embranchement est en 1981.

des sociétés pipelinières concernant les possibilités des divers éléments du réseau de transport actuel et leur capacité de satisfaire aux besoins de transport relatifs au pipe-line.

**Etablissement des calendriers de construction et procédures de contrôle des coûts**

Avant de faire approuver, en juillet 1980, les calendriers et les méthodes de construction pour 1980 par l'Administration du pipe-line du Nord, la Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. et la Foothills (South B.C.) ont été tenues d'élaborer des plans et des procédures pour faire en sorte:

- qu'elles soient toujours bien renseignées par les équipes sur le terrain de manière à pouvoir contrôler adéquatement les progrès et les facteurs de coût reliés aux travaux;
- que l'Administration reçoive tous les mois des rapports permettant d'analyser à fond la progression des travaux et le contrôle des coûts connexes.

Vers la fin de l'année financière, l'Administration a reçu de la Foothills (Alta.) et de la Foothills (Sask.) les calendriers et les méthodes de contrôle des coûts concernant la construction de l'embranchement est, et elle en a entrepris l'examen.

**Taux de rendement incitatif et prévisions de coûts selon les plans définitifs**

Pendant l'année, avec le concours de l'Office national de l'énergie, le personnel de l'Administration a vérifié les prévisions de coûts selon les plans définitifs présentés par la Foothills (Yukon) concernant la première étape de construction du pipe-line. L'Office a besoin de ces prévisions pour évaluer dans quelle mesure la société contrôle les coûts de la construction en vertu du taux de rendement incitatif. Conformément à l'Accord de 1977 et à la Loi sur le pipe-line du Nord, le taux est conçu pour inciter les sociétés pipelinières de chaque pays à réduire les coûts, sans pour autant s'écarter des bonnes pratiques de génie et d'exploitation. Ainsi, les investissements auront un taux de rendement plus élevé si les coûts réels sont plus faibles que les coûts prévus selon les plans définitifs que l'Office a approuvés, et vice versa.

L'Office conserve tous les pouvoirs relatifs à la réglementation des droits et tarifs à l'égard des tronçons canadiens du réseau. En 1979 et 1980, la

Foothills (Yukon) est intervenue au cours des quatre phases des audiences de l'Office portant sur ces questions, ainsi que sur le financement. En mars 1980, la phase IV(a) des audiences a entraîné la modification du taux appliqué à la construction initiale des embranchements est et ouest dans le sud-est de la Colombie-Britannique, en Alberta et dans le sud-ouest de la Saskatchewan. En mai 1980, à la suite de la phase IV(b) des audiences, la portée de cette décision a été étendue à la canalisation principale en Alberta, dans le nord de la Colombie-Britannique et au Yukon.

Après la modification du taux, la norme pour mesurer le contrôle des coûts n'était plus les coûts des immobilisations déposées en 1976 mais les prévisions de coûts fondées sur les plans définitifs. À la phase IV(a), on a en outre prévu que les coûts établis selon les plans définitifs pourraient être modifiés avec l'accord de l'Administration, à la suite de circonstances imprévues survenues après le début de la construction.

En 1980, l'Administration a préparé pour l'Office, en vue des audiences qui ont commencé le 31 mars 1981, de la documentation portant sur les droits à imposer par la Foothills (Yukon) dans le cadre de l'exploitation de l'embranchement ouest, ainsi que sur les prévisions de coûts selon les plans définitifs pour les embranchements ouest et est au Canada.

**Contrôle des coûts dans la construction de l'embranchement ouest**

Compte tenu de la nature relativement simple de l'entreprise, le contrat pour la construction de la partie albertaine de l'embranchement ouest, conclu entre l'Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd. (maintenant la Nova, An Alberta Corporation), en sa qualité de mandataire de la Foothills (Alta.), et la Banister Pipelines d'Edmonton, était fondé sur une «soumission globale». En vertu de ce contrat, un prix fixe a été établi pour la plus grande partie du pipe-line; des coûts variables visaient toutefois les secteurs nécessitant des travaux spéciaux, dont le forage et le dynamitage dans le roc, ainsi que le rembourrage de la fouille, qui consiste à mettre du sable ou un autre matériau de remplissage au fond de la tranchée avant l'installation du tuyau.

En ce qui concerne la construction de l'embranchement ouest en terrain montagneux, soit une grande partie du sud-est de la Colombie-Britannique, le contrat entre l'Alberta Natural Gas Company Ltd., en sa qualité de mandataire de la Foothills (South B.C.), et la Marine Pipeline Construction of Canada Ltd. de Calgary a été conclu selon la formule du «prix fixe plus prime», c'est-à-dire le coût total prévu par l'entrepreneur auquel s'ajoute une prime fixe.



transporter des tuyaux depuis Edmonton jusqu'à l'installation d'essai de Quill Creek (Yukon). Trois tuyaux de 24,4 m (80 pi) de longueur et de 1 219 mm (48 po) de diamètre ont été transportés sur le véhicule expérimental, dont les roues arrière s'orientent automatiquement en fonction des roues avant. Les essais avaient pour objet d'établir la sécurité et la fiabilité de la remorque pour le transport des tuyaux sur de longues distances, et pour savoir si certains segments de la route de l'Alaska en permettaient le passage et en particulier, si celle-ci devait être aménagée pour en diminuer le nombre de virages sans visibilité et en améliorer la sécurité. Ont participé à l'expérience le groupe Foothills, l'Administration, les sociétés de transport, les administrations de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Yukon, Travaux publics Canada, l'État d'Alaska, le Conseil national de recherches et la Northwest Alaskan Pipeline Co.

A la fin de l'année, la société avait presque terminé ses plans en vue d'un essai pour faire transporter par la White Pass and Yukon Railway trois tuyaux de 24,4 m (80 pi) de longueur et de 1 422 mm (56 po) de diamètre, depuis le port de Skagway (Alaska) jusqu'à Whitehorse. Les tuyaux, pesant 11 tonnes, étaient attachés à un wagon plat adapté à cette fin et surplombaient les deux wagons attenants. Les essais ont démontré que ce chemin de fer à voie étroite offrait tout le dégagement voulu pour des charges aussi longues et larges.

Comme par les années passées, l'Administration a examiné de manière suivie les plans de logistique de la Foothills. Elle a consulté les fonctionnaires fédéraux, provinciaux et territoriaux, ainsi que les représentants



Au cours d'un essai sur route réussi, un camion-remorque spécialement conçu dont les roues arrière s'orientent automatiquement en fonction des roues avant, a parcouru la distance qui sépare Edmonton de l'installation d'essai de Quill Creek (Yukon). L'essai visait à vérifier si le nouveau véhicule pouvait transporter de longs raccords dans des virages en épi comme il s'en trouve le long de la route de l'Alaska.

économiques et énergétiques» des deux pays et à tout en garantissant que l'achat de biens et de services «maximiser les avantages industriels qui en découlent», reliés au pipe-line se fera dans des conditions générales de concurrence. En juin 1980, les gouvernements canadien et américain ont échangé des notes diplomatiques afin d'établir les modalités de réciprocité régissant l'achat des articles désignés. Ces modalités prévoient l'échange de renseignements entre l'Administration du pipe-line du Nord et l'Office of the Federal Inspector, aux États-Unis, de l'appel d'offres jusqu'à la recommandation d'acheter. Les deux organismes de réglementation avaient adopté officiellement ces modalités avant l'échange de notes diplomatiques.

En mars 1981, la Foothills a présenté à l'Administration le premier d'une série de rapports sur les retombées industrielles et le contenu canadien de ses achats. Le rapport précise que, jusqu'à cette date, 90 p. 100 des biens et services acquis ont un contenu canadien.

## Transports et logistique

Cette année, les activités de l'Administration en matière de logistique ne se sont pas limitées, comme dans le passé, à la planification relative au transport du personnel, de l'équipement et du matériel depuis de nombreux centres canadiens jusqu'aux chantiers, mais elles ont également englobé la réglementation des travaux des sociétés et la surveillance des essais de certains réseaux et matériels de transport.

Les tuyaux nécessaires à la construction de l'embranchement ouest ont été livrés par rail à Schantz, Cochrane, Aldersyde, Cowley et Sentinel, en Alberta, ainsi qu'à Morrissey, Cranbrook, McGillivray, Yahk et Ryan, dans le sud de la Colombie-Britannique, puis, de là, ils ont été transportés par camion jusqu'aux sites de stockage, le long de l'emprise.

Nous avons vu que, en février 1981, l'Administration recevait un plan de transport aller et retour des travailleurs entre leur domicile et leur lieu de travail, dans le nord de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ainsi qu'au Yukon. Le plan de mobilité de la main-d'œuvre complète le plan de recrutement exigé et satisfait partiellement aux exigences énoncées dans les modalités socio-économiques proposées pour le Yukon.

L'Administration a surveillé les essais de la Foothills portant sur les modes et le matériel de transport. En février 1981, la Foothills (South Yukon) a effectué deux essais sur route d'une remorque d'un type nouveau, dont la partie arrière se dirige automatiquement, pour



En outre, en juillet 1980 furent approuvés les plans d'égalité des chances dans le cadre de la construction de l'embranchement ouest traversant le sud de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Ils contiennent des mesures spéciales prises par la société pour donner aux autochtones et aux femmes vivant à proximité du tracé du pipe-line un accès égal aux emplois reliés à cet ouvrage.

Pendant l'année financière, l'Administration et la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada ont rédigé un guide professionnel dont la traduction et l'impression ne sont toutefois pas terminées. Le guide précisera les compétences nécessaires pour exercer une vaste gamme d'emplois reliés au pipe-line et devrait se révéler très utile pour les conseillers en recrutement et divers groupes d'intérêt public.



Remplissage de la tranchée dans la zone de la crête Flathead, dans le sud de la Colombie-Britannique.

## Retombées industrielles

Pendant l'année 1980-1981, le Programme d'acquisition de la Foothills a commencé à se concrétiser avec les premières commandes de tuyaux. Les contrats les plus importants ont été passés avec la *Stelco Inc.*

En août 1980, conformément à la Loi sur le pipe-line du Nord, le Ministre a approuvé le Programme d'acquisition présenté par la Foothills. Le plan a pour objet de faire en sorte que les Canadiens puissent avoir l'occasion de participer équitablement à la fourniture des biens et services destinés au pipe-line et que les possibilités offertes de créer ou de développer, au Canada, des entreprises durables de fourniture de biens et services soient exploitées au maximum, ainsi que de promouvoir la recherche et le développement au Canada.

Lorsque la construction préliminaire a été approuvée, le Ministre a approuvé, en juillet 1980, des contrats portant sur l'achat de grosses valves à bille, d'une valeur de 2,3 millions de dollars, pour les travaux prévus en 1980-1981. Étaient parties aux contrats approuvés la Foothills (Yukon) et la *Cameron Iron Works Ltd.* de Houston (Texas), ainsi que la *Grove Valve and Regulator Company* d'Oakland (Californie).

(autrefois la *Steel Company of Canada Ltd.*) de Hamilton (Ontario), ainsi que la *Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd.* (IPSCO) de Regina (Saskatchewan); ils portaient sur l'achat de 1,4 million de tonnes de tuyaux, au coût approximatif de 2 milliards de dollars. Le 2 mai 1980, le Ministre approuvait ces achats qui englobent 80 p. 100 des tuyaux nécessaires pour la partie canadienne du gazoduc. Le reste sera commandé plus tard, selon les prix et les délais de livraison proposés par les sociétés.

Entre autres, le programme reflétait les principaux articles dont l'achat par la Foothills devait d'abord être approuvé par le fonctionnaire désigné. Ces articles «désignés» comprenaient les tuyaux de 914 mm (36 po) de diamètre et plus ainsi que les turbo-compresseurs, valves et raccords de 508 mm (20 po) de diamètre et plus. Aux termes des modalités établies, le fonctionnaire désigné a approuvé un contrat de 2 millions de dollars portant sur l'achat de raccords pour la construction prévue en 1980-1981. Étaient parties à ces contrats trois fournisseurs canadiens, la *Unitracor Ltée* de Bécancour (Québec), la *EPG Taylor Forge Division* de Hamilton (Ontario), et la *Steel-Flo Industries* de Turner Valley (Alberta), ainsi qu'un fournisseur américain, la *ITT Grinnell* de Princeton (Kentucky). Ont également été approuvés en novembre 1980 des contrats d'une valeur de 20 millions de dollars entre la Foothills (Yukon) et la *Westinghouse Canada Inc.* de Hamilton (Ontario), ainsi que la *Cooper Rolls Corporation* de Mississauga (Ontario), pour l'achat des turbo-compresseurs nécessaires à la construction, en 1981-1982, de l'embranchement est en Alberta et en Saskatchewan.

Conformément aux dispositions de l'Accord canado-américain, le pipe-line vise à «promouvoir les intérêts

rapport final au bureau de l'Administration de Whitehorse à la mi-décembre et en a soumis une copie au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

A la fin de l'année financière, des négociations étaient en cours pour que l'Union des chefs indiens de la Colombie-Britannique dirige des recherches et consuite les collectivités de la région, concernant les préoccupations des autochtones à l'égard du tracé général du pipe-line proposé dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Autres consultations publiques

Au moment où a débuté la construction dans le sud-est de la Colombie-Britannique, l'Administration a nommé un représentant sur le chantier pour qu'il se charge de la liaison avec les collectivités, des communications et de la surveillance des répercussions socio-économiques des travaux. Son administrateur en Colombie-Britannique, dont le bureau est à Vancouver, s'est également rendu sur place et il a rencontré fréquemment des groupes autochtones et communautaires intéressés.

Le personnel chargé des questions socio-économiques affecté au bureau central de l'Administration à Calgary a visité régulièrement les collectivités proches du tracé de l'embranchement ouest en Alberta, afin de s'occuper des préoccupations des habitants à l'égard du projet. En prévision de la construction, en 1981-1982, de l'embranchement est en Alberta et en Saskatchewan, il a également établi des contacts avec les différentes collectivités qui seraient touchées. En novembre 1980, à Regina (Saskatchewan), des employés de l'Administration ont également assisté à une réunion organisée par la *Foothills Pipe Lines* (Sask.) Ltd. et visant à informer les entreprises des possibilités d'affaires découlant de la construction du pipe-line dans la province.

Pour leur part, les bureaux régionaux de l'Administration à Vancouver et à Whitehorse ont continué à consulter les ministères fédéraux intéressés et les autochtones, hommes d'affaires et autres groupes d'intérêt, ainsi qu'à leur fournir des renseignements sur le pipe-line. Ils ont dû ainsi effectuer de nombreux déplacements dans les collectivités situées le long du tracé, de même que rencontrer des fonctionnaires régionaux et locaux.

De hauts fonctionnaires de l'Administration ont également participé à différentes rencontres en qualité de conférenciers et se sont réunis périodiquement avec des organismes et des établissements régionaux et

locaux, ainsi qu'avec des particuliers. En septembre 1980, au cours d'une visite au Yukon et dans le nord-est de la Colombie-Britannique, le sénateur Olson a rencontré les conseils consultatifs du nord de la Colombie-Britannique et du Yukon, des députés de l'administration territoriale du Yukon, ainsi que des hommes d'affaires et des représentants des localités de Fort Nelson.

Le même mois, pour marquer le début de la construction de l'embranchement ouest, la Foothills a organisé une cérémonie commémorative à Burton Creek (Alberta). A cette occasion, le Ministre et M. John T. Rhett, inspecteur fédéral pour le projet aux États-Unis, ont parlé au nom de leur gouvernement respectif. En février 1981, la *Pacific Gas Transmission Co.* a organisé une cérémonie analogue à Spokane (Washington), afin de marquer le début de la construction de l'embranchement ouest aux États-Unis.

Des représentants de l'Administration et de son pendant américain, l'*Office of the Federal Inspector*, se sont rencontrés à Calgary, en octobre 1980, et à Washington, D.C., en janvier 1981. Outre ces réunions, les deux organismes de réglementation ont entretenu des relations constantes au cours de l'année.

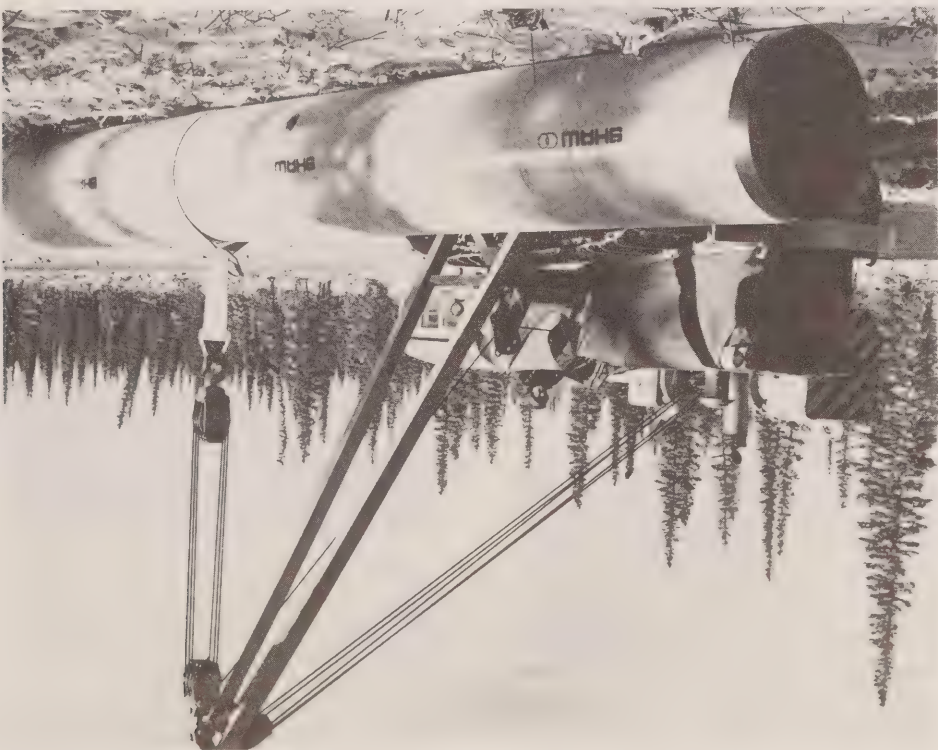
Plan de recrutement

Pendant l'année financière, la Foothills (Yukon) a demandé l'approbation de la Partie 1 et des annexes I, II et III du plan de recrutement qui s'applique à tous les travaux de construction au sud du 60° degré Nord, aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Le document est conçu pour maximiser l'emploi de la main-d'œuvre canadienne pendant la planification, la construction et l'exploitation du pipe-line. La Foothills (Yukon) prévoit qu'au sein de l'économie canadienne, la construction entraînera directement et indirectement la création d'emplois équivalant à 150 000 années-personnes. La société doit soumettre ultérieurement deux volumes supplémentaires du plan de recrutement qui porteront sur la construction du tronçon yukonnais et sur l'exploitation de tout le réseau.

L'approbation donnée par le Ministre en juillet 1980 était limitée aux tronçons de l'embranchement ouest étant donné que les plans d'égalité des chances pour tous les tronçons du réseau au sud du 60° degré Nord n'étaient pas encore élaborés ni approuvés au moment où la société a présenté sa demande. (En mai 1981, le Ministre approuvait la Partie 1 et les annexes concernant le reste de la construction au sud du 60° degré Nord, ainsi qu'un autre document intitulé Plan de mobilité de la main-d'œuvre et une mise à jour de l'annexe III—Exigences relatives à la main-d'œuvre.)





Un tracteur à bras latéral manœuvre des tuyaux à l'installation d'essai de la Foothills, située à Quill Creek, près du lac Kluane (Yukon).

Foothills (South B.C.) a accordé des contrats au Conseil des Indiens de Kootenay, qui représente cinq bandes Kootenay dans le sud-est de la Colombie-Britannique, à la *Northern Native Development Corporation* et à une autre société locale, la *RPA Contracting Ltd.*, toutes deux de Kamloops. Ces contrats ont donné de l'emploi à environ quarante-cinq autochtones de la région pendant quatre mois, grâce à la collaboration des quatre syndicats intéressés. Vingt-sept autochtones, dont plusieurs femmes, ont pu ainsi adhérer à un syndicat.

En Alberta, deux entreprises fondées par des groupes autochtones, la *Segow Construction and Clearing Ltd.* de High Prairie et la *Whipline Crane Services Ltd.* de Sylvan Lake, ont obtenu des contrats d'essartage de l'emprise du pipe-line et de déchargement des tuyaux.

Au Yukon, en décembre 1980 et janvier 1981, la Fraternité tribale Kluane et la bande Champagne-Aishihik ont participé à des levés et à des travaux d'essartage aux fins d'une installation d'essai à Quill Creek, à 300 km (186 mi) au nord-ouest de Whitehorse. Au plus fort des travaux, les employés autochtones représentaient environ 12,5 p. 100 de toute la main-d'œuvre.

Tout au long de l'année financière, l'Administration est restée en étroite relation avec les collectivités

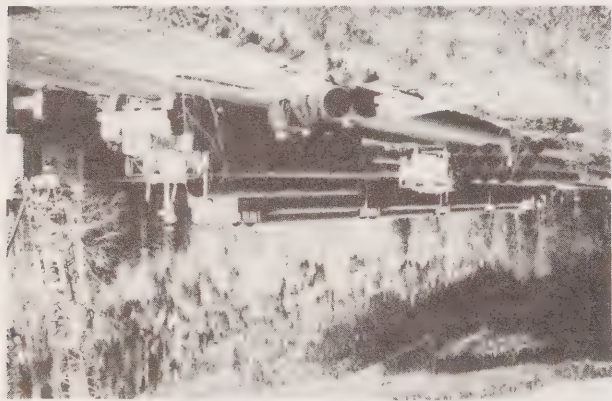
Pendant toute la durée des travaux dans le sud de la Colombie-Britannique, le représentant sur place de l'Administration a consulté régulièrement des membres du Conseil des Indiens du Kootenay afin de connaître les préoccupations des autochtones de la région.

Le Conseil des Indiens du Yukon a continué de s'opposer à la construction du pipe-line avant que ne soient réglées les revendications territoriales des autochtones qui ont fait l'objet de négociations tout au long de l'année. Le Conseil a cependant obtenu un contrat de cartographie auprès de l'Administration, afin de cerner toutes les zones importantes sur le plan culturel ou utilisées traditionnellement comme lieux de chasse, de pêche ou de piégeage, dont la proximité par rapport au tracé proposé préoccupait les autochtones. Ces études terminées, le Conseil a présenté son



seil ont visité les installations d'essais sur le soulèvement dû au gel de la *Northwest Alaskan Pipeline Co.*, celles de l'*Atlantic Richfield*, à la baie Prudhoe, et les installations de chargement des pétroliers, dans le port de Valdez, appartenant à la *Trans-Alaska Pipeline System*.

Pendant l'année, MM. Donald Roberts et Raymond Jackson ont été nommés respectivement président et vice-président du Conseil. Les autres membres étaient M<sup>me</sup> Joanne Linzey, et MM. Wayne Palmer, Clif Gedges, Dale Stokes, Robert Stuberberg et Charles Taylor. (En avril 1981, le gouverneur en conseil a approuvé le renouvellement du mandat des quatre derniers et de celui de M. Donald Roberts, ainsi que la nomination, pour des périodes de deux ans, de deux nouveaux membres, M. Paul Birckel, chef de la bande Champagne-Aishihik, et M. Hector Mackenzie, un guide de Tagish (Yukon)).



Le contrat de déchargement de tuyaux dans le sud-est de la Colombie-Britannique a été exécuté conjointement par la *Northern Native Development Corporation* et la *RPA Contracting Ltd.* L'équipe au complet a été recrutée parmi les membres du Conseil des Indiens du Kootenay, dont le siège est à Cranbrook (Colombie-Britannique).

## Relations avec les autochtones

La construction de l'embranchement ouest du pipeline dans le sud-est de la Colombie-Britannique et le sud-ouest de l'Alberta a permis de recruter des travailleurs chez les autochtones et d'accorder des contrats à leurs petites entreprises. Les autochtones constituaient 7,95 p. 100 et 7,1 p. 100 des travailleurs recrutés respectivement en Alberta et en Colombie-Britannique.

Des entrepreneurs autochtones se sont engagés dans des activités reliées au pipeline, entre autres, l'essartage et l'essouchage de la surface de l'emprise, le déchargement de tuyaux aux sites de stockage, ainsi que la construction de petits ponts. Ainsi, la

du nouveau district de Tumbler Ridge (Colombie-

Britannique)).

Depuis sa formation, le Conseil s'est donné pour tâche de définir son rôle à titre d'organisme consultatif et de cerner les répercussions éventuelles du pipeline sur le nord-est de la Colombie-Britannique. En septembre 1980, le ministre responsable de l'Administration a assisté à la première réunion du Conseil, tenue à Fort St. John. Par la suite, les membres du Conseil ont également rencontré M. Frank Oberle, député fédéral de Prince George, des fonctionnaires du gouvernement provincial, des représentants syndicaux et des employés de l'Administration. Le 17 novembre 1980, à Whitehorse, ils se sont entretenus avec le Conseil consultatif du Yukon du fonctionnement de ce dernier organisme depuis sa création, en février 1979.

Tout au long de l'année 1980-1981, le Conseil consultatif du Yukon a continué d'examiner le projet de construction du pipeline, tenant régulièrement des réunions à Whitehorse et dans d'autres collectivités situées le long du tracé proposé, et écoutant les rap-ports de représentants de la Foothills (Yukon), de l'Administration territoriale du Yukon, de l'Administration du pipeline du Nord et de différents groupes d'intérêt. En septembre 1980, le sénateur Olson a eu l'occasion de se réunir avec le Conseil à Whitehorse.

Parmi les questions d'intérêt que le Conseil a examinées pendant l'année financière, mentionnons la four-niture de gaz naturel aux collectivités du Yukon, les possibilités d'emploi et de formation liées au pipeline, la protection de l'environnement et la mise sur pied, à Whitehorse, d'un centre d'information publique sur les répercussions du pipeline. En avril 1980, le Conseil consultatif du Yukon, appuyé par l'administration territoriale, a recommandé que le tracé du pipeline continue de longer le corridor de la route de l'Alaska au lieu de traverser la zone accidentée entourant le mont Michie et le lac Squanga. La Foothills y a consenti ultérieurement.

Le Conseil a également recommandé au ministre responsable de l'Administration du pipeline du Nord et à l'administration territoriale du Yukon que soit aménagée une réserve ou un parc permanent afin de limiter l'accès à la vallée Ilex, au système écologique fragile, à travers laquelle la Foothills a proposé de faire passer le pipeline afin de contourner Whitehorse.

Pendant l'année financière, un des points saillants des activités du Conseil consultatif du Yukon a été un voyage de quatre jours de ses membres en Alaska, en juillet 1980, au cours duquel ceux-ci ont rencontré des administrateurs du *Fairbanks Impact and Community Information Centre*, ainsi que des cadres de la *Northwest Alaskan Pipeline Co.*, de l'*Office of the Federal Inspector* et de l'Etat d'Alaska. Les membres du Con-

un moyen de subsistance pour les autochtones. M. Mair a laissé entendre que l'Administration devrait coordonner les activités d'autres ministères et organismes provinciaux et fédéraux en ce qui a trait à l'élaboration et à la mise en œuvre du plan d'utilisation des terres. D'autres recommandations portaient sur le tracé du pipe-line, les services municipaux, l'information du public, ainsi que sur les indemnités. Quoique nombre des recommandations concernaient des questions ne relevant pas de la compétence ni des pouvoirs de l'Administration, des représentants de cette dernière ont tenu plusieurs rencontres avec d'autres ministères fédéraux intéressés afin de trouver des façons de les appliquer.

### Coordination fédérale-provinciale

Conformément à la Loi sur le pipe-line du Nord, le Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial (CCFPT) a continué de se réunir tous les trimestres. Créé en 1978 et composé de hauts fonctionnaires de l'Administration et de représentants des gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan et de l'administration territoriale du Yukon, cet organisme a pour objet de coordonner les activités reliées au pipe-line.

Au cours de l'année, le gouvernement fédéral a signé des protocoles d'entente avec l'Alberta et la Saskatchewan. Les ententes portent, entre autres, sur l'imposition non discriminatoire de charges fiscales et une collaboration générale à l'égard du pipe-line. En septembre 1979, il avait conclu une entente analogue avec l'administration territoriale du Yukon.

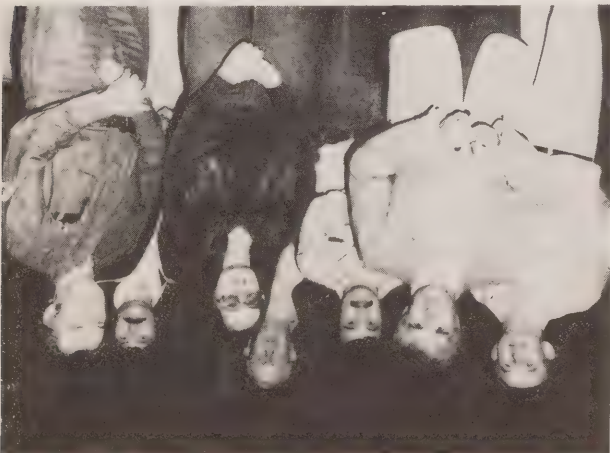
A la réunion du CCFPT, tenue à Whitehorse en septembre 1980, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont signé un protocole d'entente dans lequel ils s'engageaient à se consulter et à collaborer sur le plan administratif concernant la planification, la construction et le fonctionnement du pipe-line dans la province. Il s'agissait, entre autres, de l'élaboration et de l'examen des modalités socio-économiques et écologiques, ainsi que des plans que devait présenter la Foothills conformément à ces modalités, enfin, du tracé définitif du pipe-line et de la surveillance des travaux.

Les gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique ont signé une entente semblable en octobre 1980. A la fin de l'année, l'Administration poursuivait encore, avec le gouvernement de la Saskatchewan et l'administration territoriale du Yukon, la discussion de ces accords administratifs.

A la fin de l'année financière, le Canada et l'Alberta ont signé un autre protocole d'entente portant expres-

### Conseils consultatifs

En septembre 1980, le gouverneur général en conseil a nommé les membres du Conseil consultatif du nord de la Colombie-Britannique pour un mandat de deux ans. On remarque de gauche à droite: MM. Leo Rutledge, Don Edwards, George Miller, vice-président; Jack Hannan, M<sup>me</sup> Eleanor Sumner, ainsi que MM. Mel Burke et Jim Voight. On ne voit pas sur la photo M<sup>me</sup> Amy Gautier, MM. Patrick Walsh, président; et Jed Woolley.



sèment sur la surveillance, sur le plan écologique, des travaux de construction de la partie albertaine du gazoduc. La province a consenti à envoyer du personnel sur place pour assurer cette surveillance de concert avec les employés de l'Administration.

En septembre 1980, le ministre responsable de l'Administration a annoncé que le gouverneur en conseil avait approuvé, conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, la création du Conseil consultatif du nord de la Colombie-Britannique. A l'instar de son homologue du Yukon, le Conseil doit aviser le Ministre sur toutes les questions qui concernent la planification et la construction du gazoduc.

M. Patrick Walsh, avocat et, à l'époque, maire de Fort St. John (Colombie-Britannique), et M. George Miller, membre du conseil d'administration des Nations indiennes unies et personnalité locale de Lower Post (Colombie-Britannique), ont été nommés respectivement président et vice-président du Conseil. Les autres personnes nommées au Conseil étaient M. Mel Burke, de Kamloops, M. Don Edwards, de Fort Nelson, M<sup>me</sup> Amy Gautier, de Chetwynd, M. Jack Hannan, de Dawson Creek, M. Leo Rutledge, de Hudson Hope, M<sup>me</sup> Eleanor Sumner, de Fort Nelson, M. Jim Voight, de Summit Lake Lodge, et M. Jed Woolley, de Fort St. John. (M. Walsh a démissionné en septembre 1981, après avoir été nommé commissaire et administrateur



économiques applicables au nord-est de la Colombie-Britannique et au court tronçon longeant la rivière Swift (Colombie-Britannique).

Le groupe de l'Administration chargé des évaluations environnementales a abordé avec le gouvernement de la Colombie-Britannique la question du tracé du pipe-line dans le nord-est de la province, plus précisément dans les régions de l'escarpement de Trutch et dans la vallée de la rivière Lard, où la B.C. Hydro avait demandé que soit modifiée le tracé du pipe-line de façon qu'il contourne le réservoir du barrage hydro-électrique qu'elle compte y construire sur la Lard.

## Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon

Au début de l'hiver 1981, le Comité d'évaluations environnementales du gouvernement fédéral a repris son examen des répercussions écologiques de la construction du gazoduc au Yukon. En septembre 1979, le Comité avait présenté au ministre de l'Environnement



Une machine nettoie le tuyau, y applique une couche de peinture goudronnée et le revêt d'une bande de polyéthylène afin de le protéger contre la corrosion.

## Le rapport Mair

Au cours de réunions tenues avec la société et l'Administration en août et septembre 1980, le Comité a précisé la nature des renseignements supplémentaires dont il aurait besoin pour achever le processus d'examen. Il a été convenu que la société soumettrait au Comité, dès qu'ils seraient prêts, des ensembles distincts de documents supplémentaires faisant référence aux renseignements contenus dans la déclaration initiale sur les répercussions. En février 1981 était présenté le premier supplément, qui traitait des tracés de remplacement dans la région du défilé Ilex, à l'ouest et au sud de Whitehorse.

un rapport provisoire dans lequel il soulignait certaines carences du document intitulé *Déclaration sur les répercussions écologiques*, préparé par la *Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.* Selon le rapport, il fallait réexaminer certains tracés de remplacement et franchissements de voies d'eau importantes, ainsi que les problèmes de soulèvement dû au gel et d'affaiblissement dû à l'érosion dans les zones de pergélisol discontinu.

En novembre et décembre 1979, des audiences publiques ont eu lieu dans des collectivités du nord-est de la Colombie-Britannique. Elles portaient sur les modalités socio-économiques et écologiques proposées pour cette région. Au cours de la même période, M. W. Winston Mair, expert-conseil indépendant dont le directeur général de l'Administration a retenu les services à titre de président des audiences, a également tenu à Grasmere (Colombie-Britannique) une audience d'une journée portant sur les modalités proposées pour le sud-est de la Colombie-Britannique. En mai 1980, l'Administration publiait les conclusions de M. Mair, contenues dans son rapport intitulé *Terre oubliée, Peuple délaissé*. M. Mair y formule huit recommandations principales sur la façon d'aborder les préoccupations des autochtones et des autres résidents des régions par où passera le pipe-line.

La recommandation la plus importante du rapport porte sur l'élaboration d'un plan détaillé d'utilisation des terres et de développement socio-économique visant à cerner les possibilités d'emplois reliés au pipe-line et les possibilités d'affaires qui s'offrent aux résidents du nord de la Colombie-Britannique et à éviter un plus grand morcellement des terres qui constituent



Nous avons vu que le gouverneur en conseil a reporté l'approbation des modalités régissant le tronçon yukonnais du réseau en attendant que l'on ait déterminé si elles risquent d'entrer en conflit avec les dispositions relatives à la mobilité de la main-d'œuvre énoncées dans le projet de Charte canadienne des droits et libertés. En effet, les modalités socio-économiques proposées par l'Administration prévoient que les résidents du Yukon et de la vallée du Mackenzie seront recrutés en priorité, tous les autres travailleurs étant embauchés seulement dans les centres du Sud afin de contrôler les migrations internes.

Examen et approbation des plans

Avant d'autoriser la construction du pipe-line au Canada, le Ministre et le fonctionnaire désigné doivent être assurés que les filiales de la Foothills ont répondu à toutes les exigences de réglementation nécessaires. Pour ce faire, ces dernières doivent élaborer des plans exposant les mesures qu'elles comptent prendre pour respecter les modalités socio-économiques et écologiques établies par l'Administration et approuvées par le gouverneur en conseil.

Avant la construction des embranchements ouest et est, des employés de l'Administration et de la société ont examiné en profondeur les projets de plans préparés par les filiales de la Foothills. Ont participé à l'examen les gouvernements provinciaux intéressés, les groupes d'autochtones et d'autres groupes d'intérêt. Il a été tenu compte de leurs observations dans la version finale des plans de la société.

Au printemps et au début de l'été 1980, les dernières versions du plan de recrutement et des plans socio-économiques et écologiques, applicables au sud-est de la Colombie-Britannique et à l'Alberta, ont été soumises à l'approbation de l'Administration. A la fin de juillet et au début d'août suivants, à la suite de la tenue d'audiences publiques, le Ministre et le fonctionnaire désigné ont approuvé les plans.

A la fin de 1980 et au début de 1981, les plans socio-économiques et écologiques définitifs concernant la construction de l'embranchement est en Saskatchewan, de même que le plan écologique applicable à l'Alberta, ont été soumis à l'examen de l'Administration. En février 1981, avec l'accord du Ministre, le fonctionnaire désigné a approuvé les plans socio-économiques relatifs à la Saskatchewan et portant sur les possibilités d'affaires, l'information du public et les services d'orientation offerts aux employés.

A la fin de l'année financière, l'Administration avait reçu les calendriers de présentation des plans socio-

procéder aux études géotechniques et de préparer des terrains d'essai au Yukon; elle a également envoyé des avis aux propriétaires fonciers et aux autres parties intéressées pour avoir des objections au tracé proposé du pipe-line.

Lorsque le groupe Foothills a commencé la construction proprement dite de la première étape, l'Administration a concentré ses efforts sur les travaux. Ses équipes de surveillance ont observé tous les travaux effectués sur l'emprise, soit l'essartage et la construction même, puis le nettoyage du terrain et le renouvellement de la végétation. Dans le sud de la Colombie-Britannique, une équipe de cinq personnes a surveillé la construction des quatre doublements, ou parties de canalisations, parallèles à la canalisation actuelle de l'Alberta Natural Gas Co. Ltd. Entre août 1980 et mars 1981, des tuyaux de 914 mm (36 po) de diamètre, d'une longueur totale de 89 km (56 mi), ont été posés.

Une équipe de trois hommes a surveillé la construction de trois tronçons de 12,4, 1 km (7,5 mi), parallèles à la canalisation actuelle de la Nova, An Alberta Corporation (autrefois l'Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd.). Le terrain onduleux des contreforts a posé peu de difficultés à l'entrepreneur et les travaux ont pu être terminés en février 1981. Des membres du personnel de l'Administration affectés au centre opérationnel de Calgary et au bureau régional de Vancouver se sont souvent rendus sur place afin d'aider les équipes de surveillance et d'étudier certaines questions.

Modalités

En juillet 1980, un mois avant le début de la construction de l'embranchement ouest, le gouverneur en conseil approuvait la version finale des modalités socio-économiques et écologiques régissant la construction et l'exploitation du pipe-line dans le sud de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. En janvier suivant, il approuvait les modalités portant sur la région de la rivière Swift et le nord de la Colombie-Britannique, ainsi que sur la Saskatchewan.

Rédigées par l'Administration avec le concours des gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan, les modalités précisent les exigences imposées aux filiales de la Foothills dans ces régions. Ces modalités comportent des dispositions sur la formation des autochtones, les possibilités d'emploi et d'affaires, l'égalité d'accès pour les fermes aux emplois reliés au pipe-line, l'indemnisation des propriétaires fonciers pour les dommages causés à leurs propriétés, des plans visant à atténuer les repercussions écologiques néfastes, ainsi que sur la protection des zones traditionnelles d'exploitation de la nature et d'importance culturelle pour les autochtones.

# Opérations de l'Administration du pipe-line du Nord

## Activités de l'Administration

Au cours de l'année faisant l'objet du présent rapport, les activités de l'Administration ont pris beau-  
coup d'ampleur lorsqu'en juillet 1980 le gouvernement  
fédéral a décidé d'autoriser la construction des  
embranchements ouest et est du gazoduc dans le  
cadre de la construction préliminaire. Afin de respecter  
les délais fixés pour le début des travaux dans le sud  
de la Colombie-Britannique, le sud-ouest et le sud-est  
de l'Alberta ainsi que le sud-ouest de la  
Saskatchewan, le groupe Foothills a soumis à l'appro-  
bation de l'Administration un certain nombre d'études,  
de rapports et de demandes. Celle-ci devait examiner  
ces documents, présentes conformément aux modal-  
ités socio-économiques et écologiques ainsi qu'aux  
ordonnances techniques, avant d'autoriser la mise en  
chantier des embranchements ouest et est. L'Adminis-  
tration s'est également occupée d'un certain nombre  
de questions concernant les travaux dans leurensem-  
ble. Au cours de l'année, elle a traité au total 446  
demandes distinctes, portant notamment sur des devis  
descriptifs, des tracés pour le pipe-line et le franchisse-  
ment de voies d'eaux navigables, de routes, de che-  
mins de fer et d'importants services publics.

Au cours de l'année financière, le sénateur Olson,  
ministre responsable de l'Administration, et M. William  
Scotland, fonctionnaire désigné, ont approuvé des  
plans présentés par la Foothills et portant entre autres  
sur la protection de l'environnement, les possibilités  
d'emploi pour les autochtones et pour les femmes,  
ainsi que les possibilités d'affaires pour les entreprises  
locales. En juillet 1980, le Ministre a approuvé le plan  
de recrutement de la société, applicable à l'embran-  
chement ouest seulement et, le mois suivant, il a  
approuvé son Programme d'acquisition, concernant la



Dans le sud-est de la Colombie-Britannique, des pré-chauffeurs  
réchauffent les tuyaux, avant que les équipes d'enrobage et de mise  
en fouille ne procèdent aux travaux. Des supports en mousse de  
polystyrène introduits dans le fossé protègent les tuyaux contre les  
parties rocailleuses du terrain.

l'ouvrage au Canada.  
prestation de biens et de services pour la totalité de

L'Administration a délivré des permis d'utilisation de  
terres et d'exploitation de carrières pour permettre de





Au cours d'une cérémonie organisée par la Foothills pour célébrer le début de la construction de l'embranchement ouest, le sénateur H. A. (Bud) Olson, ministre responsable de l'Administration du Nord, passe en revue les événements qui ont amené le gouvernement à approuver la «construction préliminaire». Derrière le ministre, on remarque de gauche à droite: MM. Robert Blair, président du conseil d'administration de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.; Edwin Phillips, président du conseil et chef de la direction de la Westcoast Transmission Co. Ltd.; John McMillan, président du conseil et chef de la direction de la Northwest Alaskan Pipeline Co.; John Rhett, inspecteur fédéral américain; et John Anderson, président de la Westcoast Transmission Co. Ltd.

tout le projet et contribuerait à assurer une importante participation des Canadiens, en atténuant les tensions que subiraient autrement les sources de main-d'œuvre, de biens et de services. Il a mentionné des prévisions voulant que la construction des tronçons sud entraîne des dépenses directes au Canada de quelque 1,6 milliard de dollars, tant pour le pipeline même que pour les installations d'extraction, de collecte et de traitement du gaz destiné à être exporté aux États-Unis. En outre, le sénateur Olson a rappelé que, selon les calculs de l'Office national de l'énergie, la construction préliminaire et la vente du gaz réservé à l'exportation par ce réseau produirait en sept ans, un bénéfice économique net pour le Canada d'environ 4,5 milliards de dollars.

Même si tous les organismes de réglementation américains avaient approuvé la construction des embranchements ouest et est, il restait quelques

étapes à franchir au Canada. Le 21 juillet, l'Office national de l'énergie publie un rapport concluant que la Foothills a rempli les exigences de financement précisées dans la modalité 12 de la Loi sur le pipeline du Nord, telle que modifiée par l'Office puis approuvée par le gouvernement en conseil. Le lendemain, le sénateur Olson annonce qu'il estime lui aussi que la société a satisfait à ces exigences. Le 25 juillet, il rend publique l'approbation par le gouverneur en conseil des modalités socio-économiques et écologiques imposées à la Foothills dans le cadre de la construction de la première étape du gazoduc en Alberta et dans le sud de la Colombie-Britannique. Le 5 août, le Ministre rend une ordonnance donnant à la Foothills l'autorisation de procéder à la construction du premier tronçon de l'embranchement ouest, à travers la crête montagneuse Flathead dans le sud-est de la Colombie-Britannique.



dent Walter Mondale, le secrétaire Duncan et un certain nombre de membres influents du Congrès.

Le jour même de la visite du Ministre à Washington, le Sénat américain approuve à l'unanimité la résolution, mentionnée précédemment, dans laquelle le Congrès affirme que le gazoduc de la route de l'Alaska demeure une garantie essentielle de l'avenir énergétique de la nation américaine et qu'il appuie sans réserve sa construction expéditive et son achèvement d'ici la fin de 1985. Le 1<sup>er</sup> juillet, la Chambre des députés approuve la résolution à l'unanimité. Cette initiative du Congrès américain faisait suite à la déclaration d'intention faite le 19 juin 1980 par le promoteur du pipeline en Alaska et les producteurs de la baie Prudhoe concernant l'achèvement des plans définitifs et des études techniques du réseau dans cet Etat et l'élaboration d'un plan commun de financement.

L'Office ayant demandé à la Foothills de lui faire connaître son point de vue sur les questions qu'il avait soulevées dans sa déclaration du début de mai, le promoteur canadien lui a répondu, dans une lettre datée du 7 juillet, qu'il estimait que les événements survenus aux Etats-Unis depuis cette déclaration avaient résolu ou résoudre toutes ces questions de façon satisfaisante.

Le 17 juillet 1980, à l'issue d'un long processus de négociation et de réglementation, le ministre responsable de l'Administration du pipeline du Nord annonce au Sénat que le gouvernement a approuvé en principe le début des travaux des embranchements ouest et est au Canada, constituant la première étape de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska. Le ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources fait une déclaration semblable devant la Chambre des communes. Le gouvernement a pris cette décision après avoir reçu ce jour-là une lettre dans laquelle le Président Carter affirmait au Premier ministre Trudeau que le gouvernement américain avait confiance que l'ensemble du réseau serait terminé. Dans sa lettre, le Président Carter déclarait que les besoins énergétiques des Etats-Unis et leur dépendance inacceptable envers les importations de pétrole exigeaient que les travaux soient achevés sans retard.

En annonçant cette décision, le sénateur Olson a déclaré que le gouvernement canadien acceptait les assurances des Etats-Unis voulant que tout le projet soit terminé à temps. Tout en admettant que la décision comportait certains risques, le Ministre a dit estim-mer que ces derniers devaient être comparés aux importants avantages de la construction préliminaire des tronçons sud du réseau et de leur utilisation initiale pour exporter du gaz canadien excédentaire.

Le sénateur a fait remarquer que la construction rapide de la première étape faciliterait l'achèvement de

Le 9 mai 1980, l'Office consacre son attention à des problèmes plus fondamentaux concernant tant la construction préliminaire que la canalisation principale du réseau au Canada. A la fin des audiences qu'il avait tenues à la demande du sénateur Olson, concernant la modification proposée aux dispositions portant sur le financement de la modalité 12, l'Office affirme que la construction préliminaire des tronçons sud au Canada est conforme à la Loi, et qu'elle fait partie d'un plan entièrement intégré, en deux étapes. Par contre, l'Office conclut aussi que certaines conditions préalables au financement tant de la construction préliminaire que de la canalisation principale au Canada n'ont pas encore été remplies, dépendant toutes de mesures devant être prises aux Etats-Unis.

Dans le rapport *Motifs de décisions* qu'il a publié au moment de sa déclaration, l'Office autorisait une nouvelle tarification pour remplacer celle qu'il avait approuvée antérieurement. Ainsi, la Foothills pourra recouvrer le plein coût du service, y compris un taux de rendement sur son capital investi et d'amortissement de celui-ci, dès que la canalisation principale sera achevée et que l'organisme de réglementation canadien aura accordé l'autorisation de mettre le réseau en service. Le rapport précise que la société avait refusé catégoriquement d'investir dans l'entreprise sans une telle tarification. Dans la déclaration accompagnant son rapport, l'Office soulignait toutefois le fait que les autorités américaines devaient d'abord accepter cette approche et approuver une tarification parallèle permettant aux expéditeurs américains du gaz de l'Alaska de «répercuter» le plein coût du service de la société canadienne (c'est-à-dire l'imputer de façon presque automatique aux expéditeurs américains et à leurs clients).

En outre, la déclaration laissait craindre que les volumes garantis de gaz devant être acheminés par les embranchements ouest et est pourraient ne pas être suffisants pour financer le pipeline. Cette situation était due en partie au fait que l'un des producteurs canadiens de gaz, la *ProGas Ltd.*, ne s'était pas encore engagé à expédier une partie de son contingent par les tronçons préliminaires.

Dans les jours qui ont suivi la publication du rapport de l'Office national de l'énergie, les rencontres avec les Américains se sont multipliées. Le 12 mai 1980, le sénateur Olson rencontre à Washington le secrétaire à l'énergie, M. Charles Duncan, et d'autres personnalités. Au Sommet des chefs des Etats occidentaux, tenu à Venise (Italie) vers la fin de juin, le Premier ministre discute du pipeline avec le Président Carter, puis l'honorable Marc Lalonde, ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources, reprend le sujet avec M. Duncan. Le 27 juin, le sénateur Olson se rend de nouveau à Washington pour rencontrer le vice-prési-

A l'installation d'essai de Quill Creek, que la Foothills (South Yukon) Ltd. a aménagée pour déterminer la faisabilité de la construction et de l'exploitation d'un gazoduc dans des zones de pergélisol discontinu, des tuyaux sont posés dans des remblais dont la hauteur à partir du niveau du sol est de 3,3 mètres (10 pi). Les remblais consistent en des tampons de gravier sur lesquels des couches isolantes et des tuyaux sont posés, puis couverts de gravier. Afin de vérifier l'affaissement dû au dégel, on ensevelit également des tuyaux de la manière habituelle.



Pendant le reste de l'hiver et le printemps suivant, l'Office national de l'énergie tient d'autres séries d'audiences publiques pour examiner cette question et d'autres qui, selon la Foothills, doivent être résolues pour que commence la première étape de la construction préliminaire du réseau. En particulier, l'Office recommande qu'un contingent de 14,09 milliards de mètres cubes (500 m<sup>3</sup>) pris sur les excédents non attribués soit réservé à la *Pan-Alberta*. En outre, il propose que quelque 12,68 milliards de mètres cubes (450 m<sup>3</sup>) de gaz, qui devaient être acheminés au moyen du réseau de la *TransCanada Pipelines* par deux autres groupes de producteurs, passent par l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska. L'Office régle aussi un certain nombre de questions en suspens concernant la construction préliminaire au Canada: notamment, il approuve une augmentation provisoire du taux de dépréciation, afin de faciliter le financement des travaux, et il retient les coûts approuvés selon les plans définitifs comme étant la norme pour mesurer les coûts réels de la construction permettant d'établir le taux de rendement incitatif sur le capital investi par la Foothills.

fédéral d'autoriser l'exportation aux États-Unis de 105,65 milliards de mètres cubes (3,75 b<sup>3</sup>) des 126,78 milliards de mètres cubes (4,5 b<sup>3</sup>) de gaz excédentaire. Le gouvernement ayant approuvé sa recommandation, l'Office en attribue un contingent de 50,71 milliards de mètres cubes (1,8 b<sup>3</sup>) à la *Pan-Alberta Gas Ltd.*, une filiale de la Foothills, pour qu'elle l'exporte par les embranchements ouest et est sur une période de sept ans. Selon les promoteurs canadiens et américains du pipeline, ce volume était insuffisant pour permettre de financer les tronçons préliminaires dans les deux pays.

Dans les mois précédents, la Foothills avait déterminé un certain nombre de questions devant être résolues avant qu'elle estime possible de réunir les fonds pour construire les tronçons sud au Canada. La question la plus importante était le volume de gaz réservé à l'exportation par les tronçons préliminaires. Dans une décision rendue en décembre 1979, l'Office national de l'énergie a recommandé au gouvernement

croissement du volume de gaz excédentaire canadien destiné à être exporté par les tronçons préliminaires et la déclaration que devait faire le gouvernement des États-Unis, conformément à l'Accord, sur le financement de la construction du pipeline dans ce pays, et l'assurance qu'elle serait terminée à temps.

Creusage du fossé à travers la roche de fond de la rivière Bow, à l'ouest de Calgary, en prévision de l'installation de la canalisation.





Le même jour, le ministre responsable de l'Admi-  
stration, le sénateur Olson, demande par écrit à l'Office  
de tenir des audiences publiques afin d'établir si la  
Foothills peut respecter cette nouvelle modalité. En  
outre, le Ministre informe l'Office que le gouvernement  
compte reporter l'examen de la modification proposée  
à la modalité 12 pour pouvoir l'étudier en même temps  
que deux autres questions connexes, savoir: la recom-  
mandation que devrait faire l'Office au sujet de l'ac-

A cause des retards accumulés dans l'élaboration  
des plans de construction des tronçons nord attribua-  
bles surtout au fait qu'on ne parvenait pas à régler  
certaines questions relatives au financement du réseau  
en Alaska, la Foothills n'a pu obtenir des garanties de  
financement pour l'ensemble du réseau au Canada  
avant la date prévue de la construction des tronçons  
sud. Le 2 avril 1980, en vertu des dispositions de la Loi  
sur le pipe-line du Nord, l'Office national de l'énergie  
publie une ordonnance modifiant la modalité 12 de  
l'annexe III, sous réserve de l'approbation du gouver-  
neur en conseil. La modification oblige la Foothills à  
prouver, à la satisfaction du Ministre et de l'Office, que  
des fonds ont été obtenus pour la construction des  
embranchements ouest et est du pipe-line dans le sud  
du Canada, et qu'il est possible d'en obtenir pour les  
tronçons nord restants.

Par contre, le report de près de trois ans de la date  
prévue d'achèvement du réseau a placé le Canada  
dans un grave dilemme. Comme nous l'avons vu, il  
était d'abord prévu que la construction préliminaire  
des tronçons sud précéderait de peu la construction  
de la partie nord du réseau au Canada et en Alaska.  
Cette supposition était implicite dans la modalité 12 de  
l'annexe III de la Loi sur le pipe-line du Nord. Celle-ci  
obligeait la Foothills à convaincre le ministre responsa-  
ble de l'Administration et l'Office, avant le début de la  
construction, que le financement avait été obtenu pour  
l'ensemble du projet au Canada.

Dès le début, on reconnaît que la construction préli-  
minaire offre un avantage important: elle permet d'at-  
ténuer les tensions économiques que pourraient subir  
deux pays si tout le réseau était entrepris en même  
temps. Les retards ont toutefois donné à la construc-  
tion préliminaire une importance encore plus grande  
pour ce qui est de faciliter l'achèvement de tout le  
réseau: elle a maintenu l'élan des travaux et produit  
une partie des fonds nécessaires au financement des  
coûteux tronçons du pipe-line dans le Nord. En outre,  
comme l'Office a fortement augmenté les surplus dis-  
ponibles par rapport aux prévisions initiales, le Canada  
peut envisager des profits beaucoup plus grands grâce  
à l'exportation de ce gaz au moyen des embranche-

Depuis, deux changements sont survenus qui ont eu  
des incidences importantes sur la construction prélimi-  
naire. Premièrement, au début de l'année financière  
examinée, la date d'achèvement de tout le réseau,  
fixée initialement à janvier 1983 dans l'Accord, a été  
reportée à la fin de 1985 à cause d'un certain nombre  
de facteurs; deuxièmement, l'Office a révisé ses cal-  
culs concernant le volume de gaz excédentaire cana-  
dien pouvant être exporté aux Etats-Unis et l'a établi à  
quelque 126,78 milliards de mètres cubes (4,5 billions  
de pieds cubes [bip]) comparativement aux quel-  
ques 22,54 milliards de mètres cubes (800 milliards de  
pieds cubes [mip]).

Dans son rapport de juillet 1977 au gouvernement  
fédéral, l'Office propose de construire les tronçons sud  
du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada et aux  
Etats-Unis avant la partie nord du réseau pour exporter  
d'abord, vers l'Ouest et le Midwest des Etats-Unis, ce  
qu'il estime être un surplus relativement faible de gaz  
naturel canadien. Quelques mois plus tard, le Président  
Carter soumet au Congrès une décision et un rapport  
dans lesquels il donne son approbation de principe à  
cette proposition.

## Première étape de la construction des embranchements ouest et est

Pendant l'année financière, les deux comités se  
réunissent à plusieurs reprises pour entendre les témoi-  
gnages du ministre responsable de l'Administration et  
des cadres de celle-ci, des membres de l'Office et des  
cadres supérieurs du groupe Foothills sur l'état d'avan-  
cement des travaux du gazoduc de la route de  
l'Alaska.

En avril 1978, la Chambre des communes crée le  
Comité permanent sur les pipe-lines du Nord dont le  
mandat est de surveiller l'application de la Loi sur le  
pipe-line du Nord, et les activités de l'Administration  
pendant toute la durée des travaux du pipe-line. En  
juin de la même année, le Sénat adopte une mesure  
semblable en créant le Comité spécial sur le pipe-line  
du Nord.

## Surveillance parlementaire

soient étudiées les répercussions éventuelles de la  
clause du projet de Charte canadienne des droits et  
libertés concernant la mobilité de la main-d'œuvre. Les  
modalités élaborées par l'Administration prévoient que  
la priorité sera accordée aux résidents du Yukon et du  
district de Mackenzie et que, pour éviter les migrations  
internes, les autres travailleurs ne seront embauchés  
que dans les centres du Sud.





Des tuyaux sont stockés en réserve dans la zone de la crête Flathead, dans le sud-est de la Colombie-Britannique; ils serviront à la construction de l'embranchement ouest au cours de l'année 1980.

En mai 1980, l'Office reprend ses audiences publi-

ques sur les questions non encore réglées concernant le tarif et le financement de l'ensemble du projet.

Même si la construction des tronçons nord est censée être coordonnée le mieux possible entre le Canada et

les États-Unis, la Foothills (Yukon) insiste à plusieurs reprises pour qu'on lui accorde l'autorisation d'impo-

ser un tarif du plein coût du service au moment où l'Office autorisera la mise en service de la canalisation

principale, même si les tronçons alaskains ne sont pas achevés. Dans ses *Motifs de décision* du 9 mai 1980,

l'Office modifie sa position et accepte les arguments de la société.

En outre, il y révisé le taux de rendement incitatif

choisi pour la canalisation principale, de manière à le faire correspondre à celui qui avait été autorisé pour

les tronçons sud, y approuve plusieurs autres propositions en matière de tarification ainsi que des dépenses

préliminaires de la Foothills pour 1979. De plus, l'Office a fait part de son intention de demander au gouverneur

en conseil d'approuver des règlements visant à rajuster le taux de dépréciation applicable aux tronçons préli-

minaires à partir du moment où sera achevé le gaz

de l'Alaska.

Dans une décision connexe de juin 1980, l'Office

diminue, pour la canalisation principale, la prime d'assurance incorporée au taux de rendement incitatif.

Cette légère modification découle d'une décision antérieure de l'Office qui prévoyait l'imposition du plein

coût du service dès que sera autorisée la mise en service de la canalisation principale au Canada.

Pendant l'année financière 1980-1981, l'Administration

achève le long processus de rédaction des modalités socio-économiques et écologiques qui régiront la

planification, la construction et l'exploitation initiale de tous les tronçons du pipeline au Canada, et elle les

soumet à l'approbation du gouverneur en conseil. En juillet 1980, le gouvernement décide d'entreprendre la

première étape de construction et adopte les modalités pour l'Alberta et le sud de la Colombie-Britannique,

puis, en janvier 1981, le gouverneur en conseil approuve les modalités régissant tous les autres tronçons

du pipeline, sauf celles qui concernent le Yukon. L'examen de ces dernières est reporté jusqu'à ce que

est du réseau aux États-Unis et à l'importation par ces pipe-lines de gaz dont l'exportation avait été autorisée antérieurement par le gouvernement canadien.

Selon les plans initiaux, la construction par la *Northern Border Pipeline Co.* de l'embranchement est, d'une longueur de 1 321 km (821 mi) devait se dérouler entièrement en 1981; il a toutefois été décidé d'étaler sur deux ans la construction de ce tronçon, tant au Canada qu'aux États-Unis. Cette décision fait savoir suite au rejet, par la *North Dakota Public Service Commission*, pour des motifs écologiques, du tracé du pipe-line à travers cet État, même s'il avait été approuvé antérieurement par la *Federal Energy Regulatory Commission*. Les organismes de réglementation fédéraux et la *Northern Border* ont plus tard contesté cette décision devant les tribunaux en s'appuyant sur la constitution qui, ont-ils prétendu, donne prépondérance à l'administration fédérale pour ce qui est de l'établissement des tracés. (La position fédérale a été confirmée par un jugement rendu en avril 1981.)

La construction préliminaire de l'embranchement ouest du réseau aux États-Unis, commencée en décembre 1980, comprend le doublement du pipe-line de la *Pacific Gas Transmission* sur 258 km (160,5 mi), à partir de Kingsgate (C.-B.), à la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). Pour acheminer le gaz de l'Alaska vers la Californie, les réseaux de la *Pacific Gas Transmission* et de la *Pacific Gas and Electric* seront finalement prolongés sur une distance de quelque 1 464 km (911 mi). Toutefois, pour le transport initial du gaz canadien vers les États de l'Ouest, la *Federal Energy Regulatory Commission* a autorisé la construction de ce qu'on a appelé le *Western Delivery System*; il s'agit en fait d'un doublement, sur environ 565 km (361 mi), des réseaux actuels de la *Northwest Pipelines* et de la *El Paso Natural Gas*. Ces travaux de construction ont commencé en septembre 1980.

## Principaux événements survenus au Canada

### La canalisation principale

Cette année, les participants canadiens aux travaux ont concentré leurs efforts sur la construction de la première étape des tronçons sud du réseau en vue d'exporter aux États-Unis du gaz excédentaire de l'Alberta. Entre-temps, le groupe Foothills a poursuivi l'élaboration de nombreux plans techniques, socio-économiques et écologiques concernant la conception et la construction de la canalisation principale. De leur côté, l'Office et l'Administration ont examiné un certain nombre de questions qui intéressent tout le réseau.

ses d'environ 500 millions de dollars requis pour achever les plans et les études techniques nécessaires pour construire le pipe-line et l'usine de traitement du gaz en Alaska, et pour en arriver à des prévisions finales du coût total. Ces deux conditions devaient être remplies pour que soit mis au point un plan de financement du réseau. À cet égard, les producteurs déclarent en outre que, avec le concours de leurs conseillers, ils aideront la *Alaskan Northwest* à élaborer son plan de financement dans les délais prescrits et de façon à obtenir les approbations gouvernementales nécessaires, afin qu'elle puisse commencer et achever la construction selon ses prévisions.

À la fin d'août 1980, le consortium qui est le promoteur du tronçon de 1 200 km (743 mi) en Alaska voit son nombre porté à onze par l'arrivée de quatre autres sociétés (l'une d'elles devait se retirer par la suite). Parmi ces dernières se trouvait la *TransCanada Pipelines Ltd.* qui exploite le plus grand réseau de transport de gaz naturel du Canada et qui a joué un rôle prépondérant dans la *Northern Border Pipeline Co.*, le promoteur de l'embranchement est du pipe-line de la route de l'Alaska aux États-Unis.

Conformément à l'entente intervenue en juin 1980 entre les producteurs de gaz et le promoteur du pipe-line en Alaska, des contrats ont plus tard été accordés à la *Fluor Engineering and Construction, Inc.* et à la *Ralph M. Parsons Co.*, respectivement, pour qu'elles achèvent les plans définitifs et les études techniques du pipe-line, et de l'usine de traitement du gaz.

Une autre étape importante est franchie en décembre 1980 lorsque le secrétaire de l'Intérieur des États-Unis, M. Cecil Andrus, signe la concession octroyant, pour une durée de 30 ans, une emprise pour le pipe-line sur une distance de quelque 690 km (430 mi) à travers les terres fédérales en Alaska. La concession est assortie d'un certain nombre de conditions portant, entre autres, sur le tracé du pipe-line dans l'État, ainsi que sur la distance entre le gazoduc et l'oléoduc actuel reliant la baie Prudhoe à Fairbanks (Alaska). À la fin de l'année financière, l'État n'avait pas encore terminé l'examen des demandes de concession d'emprise sur son territoire et de location de terres à l'emplacement proposé de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe.

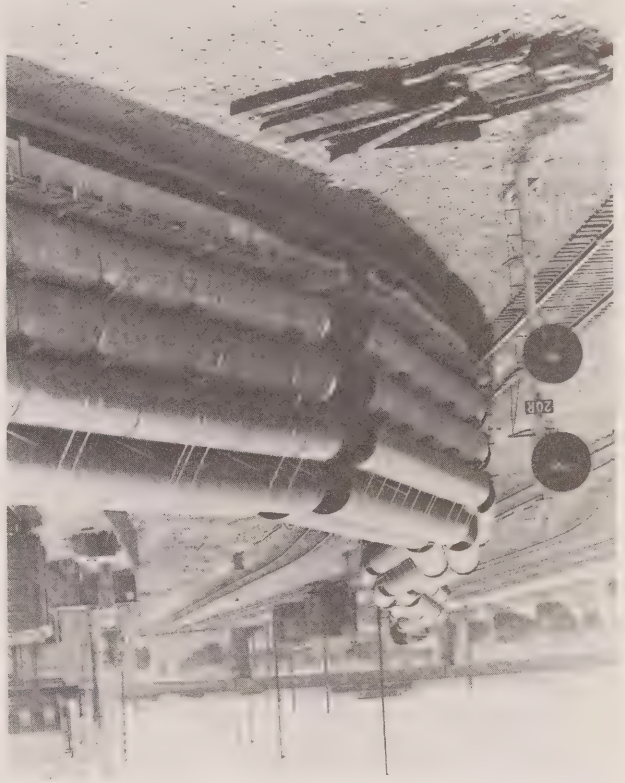
## Première étape de la construction des embranchements ouest et est

On sait que pendant l'année financière les organismes de réglementation américains avaient donné toutes les approbations nécessaires à la première étape de la construction des embranchements ouest et



cord conclu par les deux pays. Le 11 mars 1981, le président Reagan réitéra la position du secrétaire Edwards dans son adresse aux deux chambres du Parlement: «Je suis heureux de dire que nous avons récemment fait des progrès sur des questions d'un grand intérêt mutuel.» déclarait-il. «Nos gouvernements ont déjà discuté l'un des plus grands projets privés jamais entrepris par deux nations, le pipe-line qui acheminera le gaz de l'Alaska jusqu'aux quarante-huit états du Sud. Nous appuyons fermement l'achèvement rapide de ce projet, qui sera financé par des capitaux privés.»

A la fin de l'année, la construction de l'embranchement ouest était pratiquement terminée au Canada et les travaux se poursuivaient aux Etats-Unis; l'objectif étant d'acheminer le gaz vers la Californie en octobre 1981. En outre, les plans devant permettre d'entreprendre la construction en deux ans de l'embranchement est dans les deux pays étaient presque terminés.



Des wagons plats, chargés de tuyaux de 914 mm (36 po) de diamètre, et devant servir à la construction de l'embranchement ouest, passent par la gare de triage de Calgary.

Pendant l'année, on a poursuivi le travail sur les plans définitifs et les études techniques concernant l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe et le tronçon du réseau qui reliera le Versant nord de l'Alaska à la rivière James, à l'intérieur de l'Alberta, en passant par le sud du Yukon et le nord-est de la Colombie-Britannique. De nombreuses autres études

## Principaux événements survenus aux Etats-Unis

### La canalisation principale

ont été faites pour connaître les conditions du sol et du terrain le long du tracé proposé, ainsi que les répercussions éventuelles du pipe-line sur les plans socio-économique, écologique et archéologique. En particulier, les importantes installations d'essai que la Foothills vient de construire à Quill Creek au Yukon et les installations complémentaires que la *Northwest Alaskan* avait construites auparavant permettent de faire des recherches intensives pour trouver la meilleure solution à l'épineux problème technologique du soulèvement (du au gel) ou de l'affaïssissement (du au dégel) du tuyau dans les secteurs de pergélisol discontinu. Nous reviendrons sur ce problème.

Les promoteurs et les gouvernements des deux pays espéraient achever tout le réseau d'ici la fin de 1985. Toutefois, vers la fin de l'année financière, des indices de plus en plus probants laissaient croire que la date d'achèvement pourrait être reportée à 1986 à cause de retards dans la mise au point finale des plans de financement privé de la partie alaskaine du réseau et du temps qu'il avait fallu au Congrès pour apporter aux mesures législatives les modifications qui étaient essentielles au financement tant du tronçon alaskain que de la canalisation principale au Canada.

Dans l'Accord de septembre 1977, les gouvernements du Canada et des Etats-Unis ont affirmé leur intention que cette entreprise serve à promouvoir leurs intérêts économiques et énergétiques respectifs et qu'elle ait le plus possible de retombées industrielles pour les deux pays, l'ensemble des achats nécessaires étant effectués suivant le libre jeu de la concurrence. En juin 1980, les deux gouvernements ont établi par un échange de notes les modalités à suivre pour atteindre ces objectifs.

Comme il a déjà été mentionné, l'un des principaux développements touchant la partie américaine du réseau a été la déclaration d'intention que le promoteur du pipe-line et les trois producteurs de gaz de l'Alaska ont faite le 19 juin 1980 concernant l'achèvement des plans définitifs et des études techniques, ainsi que le financement de la construction du pipe-line et de l'usine de traitement en Alaska.

Cette entente a été conclue après onze mois d'intenses négociations amorcées par le Président Carter pour mettre fin à l'impasse et dirigées ensuite par le secrétaire à l'Energie. Elle prévoit que la *Alaskan Northwest* et les producteurs se partageront les depen-



# Principaux événements relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska, survenus au Canada et aux États-Unis

## Vue de l'ensemble

Pendant l'année financière 1980-1981, les travaux du gazoduc de la route de l'Alaska ont progressé sur de nombreux plans, le fait le plus marquant étant le début de la première étape de construction, soit celle des tronçons sud, d'une longueur de 2 992 km (1 858 mi), au Canada et aux États-Unis.

Tout au long de l'année, d'importants travaux de planification et de recherche, ainsi que des études sur le terrain, ont été menés en vue de régler les aspects socio-économiques, écologiques, archéologiques et techniques de la construction des tronçons nord restants au Canada par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., et de celle du pipe-line et de l'usine de traitement du gaz en Alaska par le promoteur du projet et les producteurs de gaz américains. En outre, d'importants progrès ont été accomplis en ce qui concerne la résolution des questions de réglementation en suspens dans les deux pays.

Une importante étape a été franchie en juin 1980 lorsque le promoteur du pipe-line en Alaska, la *Alaskan Northwest*, et les trois principaux propriétaires des réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe, les sociétés *Exxon*, *Shell* et *Atlantic Richfield*, ont convenu de partager les dépenses de plus de 500 millions de dollars prévues pour achever les plans définitifs et les études techniques, tant du pipe-line que de l'usine de traitement du gaz dans cet état.

Au même moment, ils ont déclaré leur intention d'élaborer conjointement un plan en vue de relever le plus grand défi de toute l'entreprise: rassembler les quantités colossales de fonds privées nécessaires pour

financer la construction de l'onéreuse partie du réseau en Alaska. (En mai 1981, le promoteur du pipe-line et les trois producteurs de gaz se sont entendus sur les principes d'un plan de financement du tronçon du pipe-line en Alaska et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe. Selon ce plan, les producteurs fourniraient 30 pour cent des capitaux nécessaires au réseau en Alaska et le promoteur du pipe-line sera chargé de rassembler le reste, les deux parties devant emprunter les fonds supplémentaires nécessaires.)

La déclaration d'intention publiée en juin 1980 par le promoteur du pipe-line et les producteurs de gaz est l'un des trois principaux facteurs qui, à la mi-juillet, ont incité le gouvernement du Canada à autoriser la construction préliminaire des embranchements ouest et est du réseau dans le sud du pays pour acheminer d'abord le gaz excédentaire vers les marchés du Midwest et de l'Ouest des États-Unis. A la fin de juin et au début de juillet 1980, le Canada ayant demandé aux États-Unis l'assurance que tout le réseau serait achevé rapidement, le Sénat et la Chambre des députés adoptaient à l'unanimité une résolution commune à cet effet. La décision du gouvernement du Canada a été fondée en troisième lieu sur une lettre que le Président Jimmy Carter a adressée au Premier ministre Trudeau à la mi-juillet, et dans laquelle il affirmait que le gouvernement des États-Unis était assuré que la partie américaine du réseau serait achevée à temps.

Le 6 février 1981, peu après l'arrivée au pouvoir de l'administration Ronald Reagan, le secrétaire à l'Energie, M. James B. Edwards, écrit au sénateur H.A. (Bud) Olson, ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, afin de renouveler l'engagement ferme du gouvernement des États-Unis à achever le gazoduc de la route de l'Alaska conformément à l'ac-

## DE LA ROUTE DE L'ALASKA



## Table des matières

Page

<b>Principaux événements relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska, survenus au Canada et aux États-Unis</b>	<b>1</b>
Vue d'ensemble	1
Principaux événements survenus aux États-Unis	2
La canalisation principale	2
Première étape de la construction des embranchements ouest et est	3
Principaux événements survenus au Canada	3
La canalisation principale	3
Surveillance parlementaire	5
Première étape de la construction des embranchements ouest et est	5
<b>Opérations de l'Administration du pipe-line du Nord</b>	<b>9</b>
Activités de l'Administration	9
Modalités	10
Examen et approbation des plans	10
Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon	11
Le rapport Mair	11
Coordination fédérale-provinciale	12
Conseils consultatifs	12
Relations avec les autochtones	13
Autres consultations publiques	15
Plan de recrutement	15
Retombées industrielles	16
Transports et logistique	17
Etablissement des calendriers de construction et procédures de contrôle des coûts	18
Taux de rendement incitatif et prévisions de coûts selon les plans définitifs	18
Contrôle des coûts dans la construction de l'embranchement ouest	18
Plans, profils et livres de renvoi	19
Choix du tracé	19
Autorisation de prendre des terres supplémentaires	20
Exercice des autres pouvoirs de réglementation fédéraux transmis à l'Administration	20
Surveillance sur le terrain	20
Travaux techniques	22
Programme d'essais à Quill Creek	22
Programme de forage géotechnique	23
Contrôle des bris de tuyaux	24
<b>Finances, personnel et langues officielles</b>	<b>25</b>
Finances et personnel	25
Plan des langues officielles	25
<b>Annexes</b>	<b>26</b>
A Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord	26
B Rapport du Vérificateur général du Canada	27
C Description du projet	30
Première étape: construction des tronçons sud	31
D Administration du pipe-line du Nord — Cadres supérieurs et adresses des bureaux	32





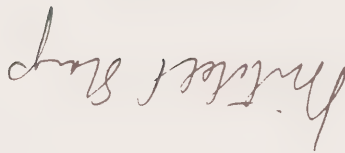
Ottawa, Ontario,  
le 31 décembre 1981.

Monsieur le Ministre,

Je vous sou mets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1981, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

L'hon. H. A. (Bud) Olson, c.p.,  
Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Le sénat,  
Ottawa (Ontario).

## Remerciements

Nous désirons remercier les personnes et organismes suivants qui nous ont autorisés à utiliser les photographies publiées dans le présent rapport:

Lee Burkitt, *Daily Townsman*, Cranbrook (Colombie-Britannique)  
*Calgary Herald*, Calgary (Alberta)  
La compagnie *Foothills Pipe Lines* (Yukon) Ltd., Calgary (Alberta)  
Judith Kenyon, *Fort Nelson News*, Fort Nelson (Colombie-Britannique)  
*Vancouver Sun*, Vancouver (Colombie-Britannique)  
*Whitehorse Star*, Whitehorse (Yukon)





# RAPPORT ANNUEL

1980-1981

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1982

N° de cat. C88-1/1981

ISBN 0-662-51703-2

**Couverture**—Les travaux du gazoduc battent leur plein sur la crête Flathead, dans le sud-est de la Colombie-Britannique. Le 5 août 1980, le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord a accordé l'autorisation de commencer la construction du premier tronçon de l'embranchement ouest. Ici, une épaisse couche de plastique, appelée panneau protecteur, est appliqué sur le tuyau avant qu'il ne soit descendu dans la tranchée.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD  
RAPPORT ANNUEL  
1980-1981





CAI  
NP  
-A56

# NORTHERN PIPELINE AGENCY ANNUAL REPORT 1981-1982



Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1983

Cat. No. C 88-1/1982

ISBN 0-662-52267-2

**Cover**—Automatic welders move along the pipe in southwestern Saskatchewan. The huts housing them permit welding to continue despite variable weather conditions.



Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1981-1982**



## **Acknowledgements**

We wish to thank the following organizations for permission to use the photographs shown in this report:

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary, Alberta.

Office of the Federal Inspector, Washington, D.C.

Pacific Interstate Transmission Co., Los Angeles, California.

Ottawa, Ontario  
December 31, 1982.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1982, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

Senator The Honourable H.A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,  
Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency,  
Ottawa, Ontario.

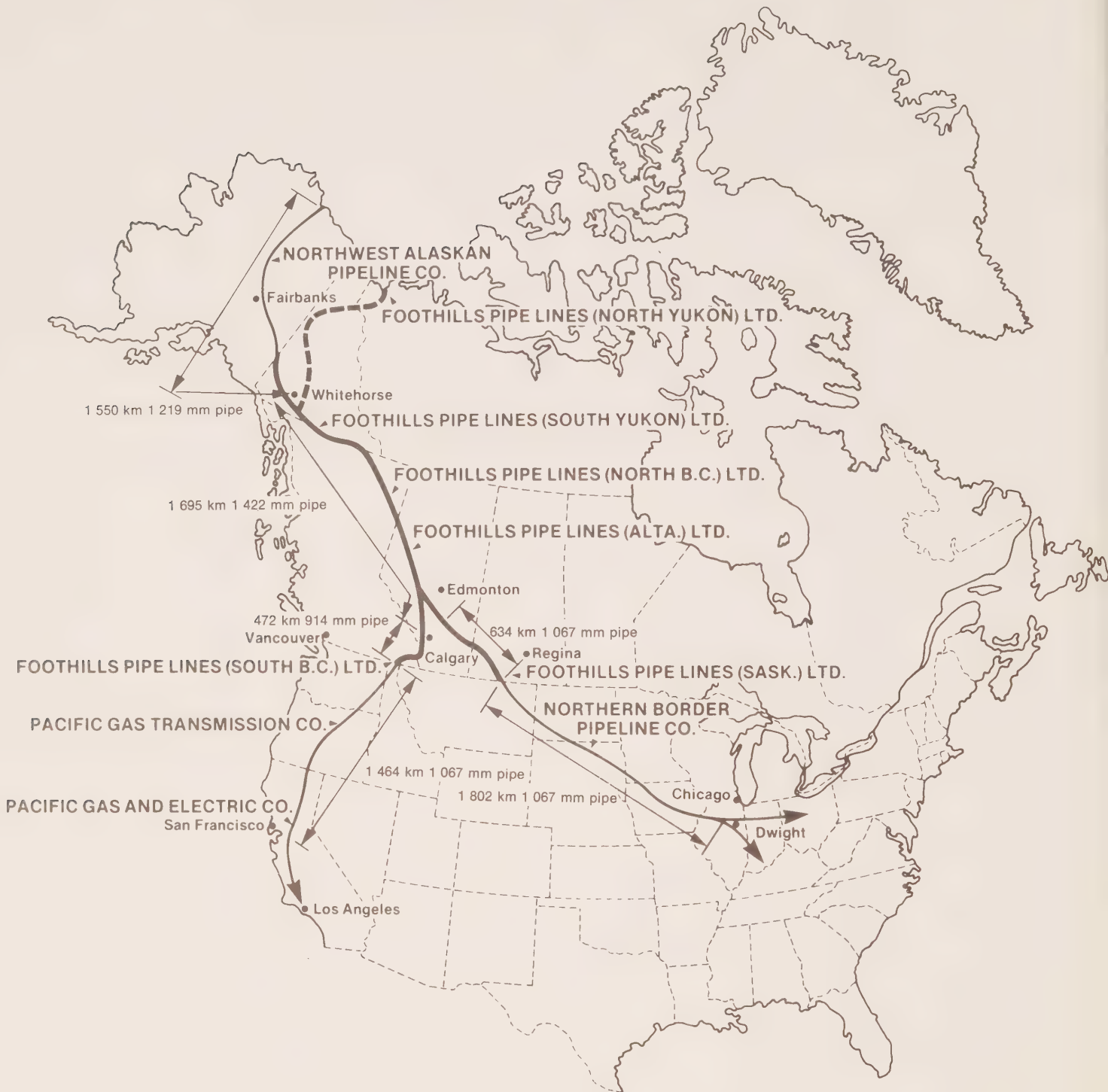




# Table of Contents

	Page
<b>Major Developments in Canada and the United States Involving the</b>	
<b>Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
Overview .....	1
Major U.S. Developments .....	3
The Mainline Project .....	3
First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs .....	5
Major Canadian Developments .....	6
The Mainline Project .....	6
First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs .....	7
Parliamentary Surveillance .....	8
<b>Operations of the Northern Pipeline Agency .....</b>	<b>9</b>
Agency Activities .....	9
Socio-Economic and Environmental Plan Review .....	9
Environmental Assessment and Review Panel for Yukon .....	10
Compensation for Loss of Livelihood .....	10
Native Relations .....	11
Federal-Provincial-Territorial Co-ordination .....	12
Regional Advisory Councils .....	12
Other Public Consultations .....	13
Manpower Planning and Labour Affairs .....	14
Industrial Benefits .....	15
Transportation and Logistics .....	16
Project Scheduling and Cost-Control Procedures .....	16
Incentive Rate of Return and Final Design Cost Estimates .....	17
Pipeline Crossings .....	17
Landowner Concerns .....	18
Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act .....	18
Land Acquisition in Alberta for the Eastern Leg and 56-Inch Pilot Spread ...	18
Exercise of Other Federal Regulatory Powers .....	19
Field Surveillance .....	20
Special Environmental Protection Measures .....	21
Engineering Activities .....	22
Quill Creek Test Program .....	23
Geotechnical Drilling Program .....	24
Pipe-Fracture Control .....	24
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>26</b>
Finance and Personnel .....	26
Official Languages Plan .....	26
<b>Appendices</b>	
A The Role of the Northern Pipeline Agency .....	27
B Report of the Auditor General of Canada .....	28
C Project Description .....	32
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections .....	33
D Northern Pipeline Agency—Senior Officers and Office Locations .....	34

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



See Project Description for imperial measurements

---

# Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

---

## Overview

---

Considerable strides were made on a number of fronts during fiscal year 1981-82 in moving forward with the planning and construction in both Canada and the United States of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

As part of the first-stage development of the project, which initially provides for the transmission of surplus Canadian gas to U.S. markets, building of the 1 960-km (1,218-mi.) Eastern Leg of the system was commenced in the spring of 1981, with completion scheduled for the fall of 1982. By October, 1981, gas began flowing to California through the 1 040-km (623-mi.) Western Leg, construction of which began in the latter half of 1980. Initially, these two lines will have the capacity to transport more than 1.1 billion cubic feet of gas a day (bcf/d) to the western and mid-western United States.

Meanwhile, a broad range of activities involving second-stage construction of the northern segments of the project continued in Canada and the United States. These included the further development of socio-economic, environmental and logistics plans, continuing research into technical problems associated with pipeline installation in areas of discontinuous permafrost, and the design and engineering of both the northern segments of the pipeline and of the gas conditioning plant to be built at Prudhoe Bay in Alaska.

The continuing work on preparation of final design and engineering of the pipeline and gas conditioning plant in Alaska followed an agreement reached in

June, 1980, between the pipeline sponsor—Alaskan Northwest—and the three leading owners of natural gas reserves at Prudhoe Bay—Exxon, Sohio and Arco—to share the cost of this undertaking, estimated at \$500 million or more.

At the same time, the pipeline sponsor and the producers also stated their intention of working together to develop a plan aimed at meeting the greatest challenge of all—privately financing the immense cost of building the Alaskan system. The outcome of that co-operative effort was the development of a “conceptual approach” for funding of the Alaskan project, which was made public in May, 1981, in order to provide the basis for further discussions with members of the investment community.

From the beginning, the joint participation of the Alaskan pipeline sponsor and the producers in undertaking final design and engineering of the system and developing a financing plan had been predicated on the assumption—implicit or explicit—that the governing U.S. legislation would be revised to eliminate or modify certain conditions that were considered to create an almost insuperable barrier to the private financing of the Alaska segment. This applied particularly to provisions that prohibited the producers from participating in the ownership and management of the pipeline in Alaska, assigned sole responsibility for the construction and operation of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay to the producers rather than treating it as an integral part of the entire system, and precluded the Canadian sponsor—Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.—from being assured of its ability to begin recovering its full investment costs once the project in Canada was completed, which was a basic condition of its participation.

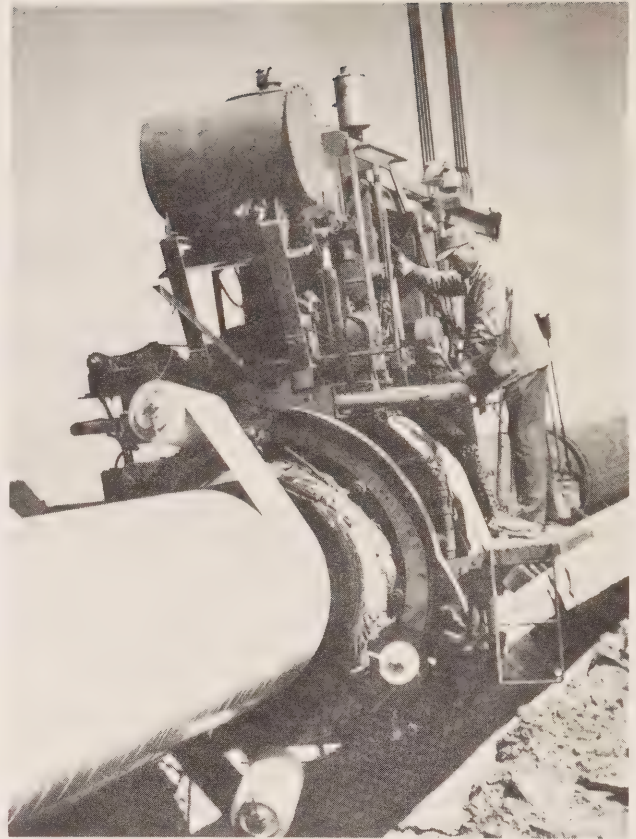


In mid-June of 1981, the Alaskan pipeline sponsor requested that President Reagan submit to Congress a series of amendments to the U.S. legislation designed both to overcome these three particular problems and to remedy other shortcomings identified by members of the investment community, as more fully explained in the following section dealing with major U.S. developments.

Following an extensive round of consultations with the Alaskan pipeline sponsor, the producers, financial institutions, and key congressional leaders, the Administration on October 15, 1981, submitted a series of proposed waivers to the U.S. legislation for consideration by the Senate and House of Representatives. In an accompanying statement to Congress, President Reagan recalled that in a prior message to Prime Minister Trudeau he had expressed his hope that the legislative amendments would help to remove remaining impediments to the private financing of the pipeline. "I believe," the President wrote, "that this project is important not only in terms of its contribution to the energy security of North America. It is also a symbol of U.S.-Canadian ability to work together cooperatively in the energy area for the benefit of both countries and peoples."

Following lengthy hearings, committee recommendations supporting approval of the waiver package submitted by the Administration were approved by both the Senate and House of Representatives and the revised legislation was signed into law by the President on December 15, 1981.

The last major milestone during the course of the fiscal year came on March 16, 1982, when Commissioner Anthony Sousa of the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), who earlier had been assigned lead responsibility for the Alaska Highway Gas Pipeline Project, presided over a one-day procedural conference to consider the status of the pipeline and the plans of its sponsors for dealing with outstanding financial and regulatory issues. In their statement to the Commissioner, spokesmen for Alaskan Northwest disclosed that, because of the long lead-time required from the completion of financing arrangements until the system was operational (around five and a half years), the scheduled date for the commencement of gas flows had been set back from late 1986 to late 1987. At the same time, however, they also submitted a schedule of submissions to the FERC by July 1, 1982, that was designed to meet all outstanding regulatory requirements. This included a financing plan, a gas marketability study, and an assessment of net economic benefits of the project. The company projected a timetable for consideration of these various issues by the Commission that anticipated issu-



Wrapping operations at the pipeline crossing of the South Saskatchewan River in eastern Alberta.

ance of a final FERC certificate of public convenience and necessity for the Alaskan portion of the system by December, 1982.

(Within a matter of weeks, however, participants in the Alaskan segment of the project substantially revised their plans because of difficulties encountered in developing feasible funding arrangements. In a statement issued on April 30, 1982, following a two-day meeting in Salt Lake City, they announced that they planned to continue development of such financial arrangements with a view to completing the system and commencing operations by 1989, or earlier if possible. The participants reiterated their commitment to the project, which they believed was economically sound and in the national interest. Reflecting the factors that led to the revision in plans unfolded earlier before the FERC, the statement observed: "Financial planning must necessarily take into account changing circumstances which are beyond the control of the project, such as current short-term excess world energy supply, depressed crude oil prices, lower levels of economic activity in the U.S. and abroad, and uncertainties in financial markets.")

---

## Major U.S. Developments

---

### The Mainline Project

---

As first-stage construction of the southern segments of the pipeline proceeded, the primary focus of attention in the United States during the fiscal year was on the enactment of certain amendments to the governing U.S. legislation that were considered a fundamental prerequisite for the successful private financing of the northern segments of the project.

The first step forward came in May, 1981, when, as already indicated, the Alaskan pipeline sponsors and the owners of the Prudhoe Bay gas unveiled the "conceptual approach" they had drawn up as a framework for developing a concrete financing plan following further consultation with major financial institutions.

For purposes of financial planning, the "as spent" cost of the pipeline in Alaska (assuming completion by 1986) was estimated at \$21 billion and that of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay at \$6 billion. The proposal envisaged provision being made for an additional \$3 billion in funds as a cushion designed to cover any cost overruns and provide assurance of completion of construction. The total requirement for funds, therefore, was estimated to be a maximum of \$30 billion. Of this amount, 75 per cent was to be raised from debt securities and the remaining 25 per cent from equity. It was proposed that the pipeline sponsor would own 70 per cent of the Alaskan system and the producers the remaining 30 per cent. Alaskan Northwest would be responsible for the raising of a total of \$21 billion in debt and equity, the producers a total of \$9 billion.

Nearly a month after the conceptual financing approach was made public, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest consortium of gas shippers sponsoring the building of the pipeline, wrote to President Reagan to request that he submit to Congress a series of amendments to the existing U.S. legislation as a means of meeting "the essential concerns which must be addressed if we are to move forward with private sector financing".

The "essential concerns" referred to by Mr. McMillian involved certain conditions established by President Carter in the Decision and Report to Congress that he submitted in September, 1977, subsequently adopted as part of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, which increasingly came to be viewed as a fundamental impediment to the private financing of the project.

The President's submission to Congress, for example, anticipated that the major owners of gas reserves in Prudhoe Bay would play a substantial role in supporting the financing of the pipeline in Alaska because of the very large benefit they would derive from its construction. But because of anti-trust considerations, the 1977 Decision prohibited the producers from having any participation in the ownership of the Alaskan pipeline or any part in managing its planning and construction. The producers, however, steadfastly declined to lend support to the financing of the pipeline under these circumstances.

Under the President's Decision, the massive plant required to condition the Prudhoe Bay gas prior to its delivery to the pipeline (through the removal of such substances as moisture, carbon dioxide and natural gas liquids) did not come under the provisions of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, with the result that the producers were required to assume primary responsibility for the cost of its construction and operation. Because the conditioning plant will, in fact, form an integral part of the pipeline system, this stipulation also was regarded as unrealistic and, hence, as a serious impediment to the successful financing of the project.

The third concern, one which was shared by pipeline sponsors in both Canada and the United States, was a condition laid down in the President's Decision that prohibited them from levying a charge against U.S. shippers of Alaskan gas and their customers until the entire pipeline system had been completed and commissioned—that is, judged by regulatory authorities as being ready to become fully operational.

As noted earlier, Foothills (Yukon), the sponsor of the project in Canada, had from the outset insisted on assurances that it would begin to be fully reimbursed for its investment costs, including provision for a return on and of equity, once the mainline in this country had been completed and leave-to-open the system granted by the National Energy Board, even if parts of the U.S. system were not yet ready to go into operation.

In a letter to Prime Minister Trudeau in mid-July, 1980, which formed one element of the assurances required by the Canadian government prior to authorizing commencement of first-stage construction of the southern segment of the project, President Carter stated that he would be prepared to request Congress to adopt any legislative amendment required to meet the "reasonable concern" of the Canadian pipeline sponsor.

In the United States, an earlier order issued by the Federal Energy Regulatory Commission would have had the effect of permitting the Alaskan pipeline com-





Final tie-in of the Western Leg into the system of Alberta Natural Gas Company Ltd. in the Crowsnest Pass area of southeastern B.C. in May 1981.

pany to begin imposing a tariff on gas shipping firms only after the entire system in both countries had been completed, even if it were not yet operational. Under this order, however, the tariff would only have been sufficient to cover the Alaska pipeline's "minimum bill"—that is, sufficient to cover debt servicing, operating and maintenance costs, but without any provision for return on or of equity invested. In its submission to President Reagan, Alaskan Northwest said that it had been advised by its bankers and other financial advisors that the Alaskan segment of the system could not be funded unless provision were made for the imposition of a minimum bill on gas shippers when either the pipeline or the conditioning plant were ready to go into operation, even if other parts of the system still remained to be completed before gas could begin flowing.

The legislative amendments proposed to Congress by the President on October 15, 1981, were aimed at resolving all of the problems outlined above, as well as meeting certain other ancillary concerns—one of the foremost being the establishment of a greater degree of certainty with respect to the permanence of the regulatory regime governing the system. There was

widespread support in and outside of Congress for the waivers proposed by the President both to permit the producers to participate in the ownership and management of the Alaskan pipeline on terms and conditions approved by the FERC, consistent with anti-trust laws, and to bring the Prudhoe Bay conditioning plant under the provisions of the Act.

Considerably more controversy surrounded the proposed contingency provision enabling the builders of any one of the three segments—the conditioning plant, the Alaskan pipeline, and the Canadian pipeline—to begin recovering their costs (fully in the case of Canada and partially in the case of the other two Alaskan segments) from U.S. consumers in the event that any one of them was ready to go into operation prior to completion of the entire system and the commencement of gas flows.

The principal criticism directed against the provision concerned the risk that consumers could be required to begin meeting some part of the cost of the pipeline system before gas actually began to flow through it. In point of fact, however, the proposed amendment had the effect only of modifying the risk to which the con-



sumer was already exposed under the original legislation adopted by Congress. Under that Act, consumers could have been required to begin meeting system costs once the entire pipeline were ready to go into operation even if gas were not flowing to market. Such a contingency could have arisen if the whole of the pipeline had been completed but the conditioning plant, which under the 1977 law was the sole responsibility of the producers, were still not operational. While the amendment proposed by the Administration altered the nature of the risk through a contingency billing provision involving each of the three separate segments, it also added a new element of protection for the consumer through a stipulation that no charges could be levied to cover the cost of any completed segment until after a "date certain" established by the FERC—a date when the entire system was expected to be in operation.

Following a series of hearings by congressional committees, the Senate in November approved adoption of the waiver package recommended by the President by a vote of 75 to 19 and the House of Representatives gave its concurrence the following month by a final vote of 229 to 188.

In January, 1982, several members of the Senate and House of Representatives, together with five state attorneys-general and a number of consumer groups, filed a complaint in the U.S. federal court challenging, on procedural grounds, the waiver package passed by Congress and the subsequent action taken by the Federal Energy Regulatory Commission amending the conditional certificate to include the conditioning plant as part of the system. (The case was subsequently dismissed by the federal court in April, 1982.)

During the period under review, the Federal Energy Regulatory Commission issued an interim report on the estimated construction costs for the Alaskan segment. In its report, the FERC endorsed the conclusions reached by independent engineering consultants (Williams Brothers) to reduce the certificated capital costs filed by the sponsor from \$8.13 to \$6.73 billion (1980 U.S. dollars), excluding financing charges. At the same time, the FERC deferred decisions on a number of related issues. These matters remained under review at the end of the fiscal year.

As indicated in the previous section, on March 16, 1982, the Federal Energy Regulatory Commissioner charged with special responsibility for the project, Anthony Sousa, presided over a technical conference to receive a report from the sponsors on the status of the project and their plans for meeting the outstanding financing and regulatory requirements.

In the course of testimony, the U.S. sponsors indicated publicly for the first time that they were now

working towards an in-service date of November 1, 1987, one year later than earlier anticipated. This new target date was predicated on the assumption that a financing plan could be in place by June 1, 1982, with final certification being granted by the FERC by December 1, 1982.

The sponsors also raised a series of issues which needed to be addressed by the FERC if this timetable was to be met. These included such matters as approval of preliminary expenditures by the sponsors, endorsement of the certification cost estimate, and the determination of those costs that could be passed along by the shipper to the consumer. The sponsors also outlined a schedule by which they would make certain submissions to the FERC by July 1, 1982, including information relating to the tariff, a financing plan, a gas marketability study, an examination of net national economic benefits, and amendments to the partnership agreement.

Urged by the U.S. sponsors to expedite the regulatory procedures wherever possible, Commissioner Sousa proposed the use of phased proceedings in the nature of technical conferences and the less formal rule-making procedures for the final certification proceedings.

(As already noted, the pipeline participants were subsequently forced to conclude that prevailing economic conditions ruled out completion of the project by 1987 and indicated they would continue to work to conclude the project by late 1989, with the possibility of advancing this date by one year.)

---

### **First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs**

---

Throughout the year under review, construction continued on the southern segments of the pipeline in the United States.

Following the commencement of construction activity in December, 1980, work proceeded throughout the first half of the fiscal year to complete the 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission System, from the Canadian border at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon, which makes up the first phase of the U.S. Western Leg. An additional 565 km (361 mi.) of loops were completed on the existing systems of Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, known together as the Western Delivery System, to allow for the initial transport of surplus Canadian gas to California markets. (During Stage Two construction, the



At a ceremony sponsored by Pacific Gas Transmission Co. in Los Angeles on October 1, 1981, to mark the first flow of gas through the Western Leg, Senator H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, recounts the participation of the Canadian government in the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

Western Leg will be further extended from Stanfield, Oregon, to Antioch, California — a distance of approximately 1 464 km (911 mi.).)

On October 1, 1981, Canadian and U.S. representatives of government and industry attended a ceremony in Los Angeles, California, sponsored by the Pacific Gas Transmission Co., to mark the commencement of gas flow through the system.

Construction got underway on May 4, 1981, on six spreads along the U.S. Eastern Leg, which was scheduled to be built over a two-year period. Original plans, which had called for this segment to be completed in one year, were revised as a result of a decision by the North Dakota Public Service Commission to reject, for environmental reasons, the route of the pipeline that had previously been approved by the Federal Energy Regulatory Commission. In the fall of 1980, this deci-

sion was challenged in the courts on constitutional grounds by the U.S. federal regulatory authorities and the pipeline company. In April, 1981, the court upheld the federal position that the responsibility to determine routing issues should rest with the federal authority.

By winter shutdown approximately 77 per cent of the 1 321 km (821 mi.) Eastern Leg, being undertaken by Northern Border Pipeline Co., had been completed. Work resumed on the remaining portion in March, 1982. (The Eastern Leg began to transmit gas to mid-western U.S. markets on September 1, 1982.)

Final design cost estimates for first-stage construction of the southern U.S. segments were approved by the Office of the Federal Inspector (OFI) during the year. Excluding financing charges, estimates of approximately \$1.16 billion (in 1979 U.S. dollars) were approved for the Eastern Leg. The OFI also approved final design cost estimates of approximately \$168 million (in 1981 U.S. dollars) for the first phase of the Western Leg.

---

## Major Canadian Developments

---

### The Mainline Project

---

Although the overseeing of first-phase construction required much of their attention throughout the fiscal year, officials of the Northern Pipeline Agency continued to be engaged in planning, research and consultations with respect to the design and construction of the second-stage segment in northern Canada.

The Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., maintained development of the many plans and studies required under the Agency's engineering orders and socio-economic and environmental terms and conditions. In May, 1981, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, Senator H.A. (Bud) Olson, approved the company's Manpower Plan for the Canadian portion of the pipeline except for the Yukon segment.

As more fully described later in this report, the Environmental Assessment and Review Panel resumed public hearings in Whitehorse, Yukon, in June, 1981, to consider Foothills' proposal to route the pipeline around the city via the Ibex Pass and other possible routing alternatives. Because of the environmental risk to the Pass that could result from increased access following construction, the Panel recommended that the pipeline follow an alternate route around Whitehorse, a



recommendation that was endorsed by the Minister of the Environment. The issue remained in abeyance at year's end pending the consideration by the Yukon Territorial Government of plans being developed for the management of the Ibex area.

Other issues addressed by the company during the year included the method of installing the pipeline in areas of discontinuous permafrost in the Yukon. Foothills also submitted its final report to the National Energy Board with respect to the series of fracture tests on large-diameter pipe that had been conducted over the past several years at the Northern Alberta burst-test facility. The report's findings were subsequently approved by the Board.

Throughout the year under review, Agency officials continued to consult with their U.S. counterparts in the Office of the Federal Inspector on matters of mutual interest and concern. At a meeting held in Ottawa in March, 1982, it was decided that future sessions should be scheduled on a quarterly basis in order to keep both organizations better apprised of developments related to the project.

---

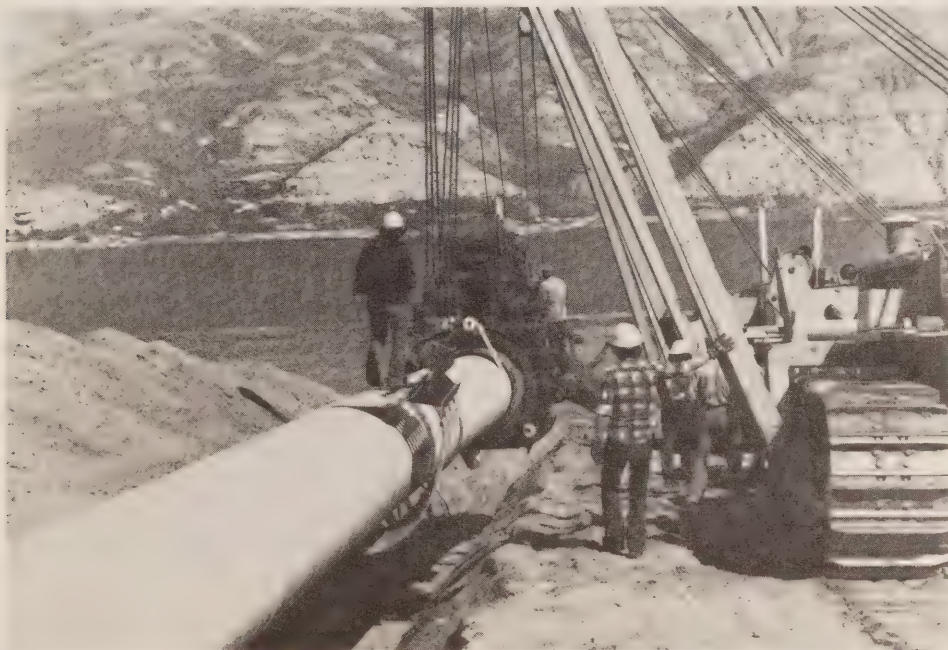
### **First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs**

---

With the final leave-to-open on the Western Leg through southeastern British Columbia being granted by the National Energy Board on May 21, 1981, con-

struction commenced the following day on the Eastern Leg, which traverses the provinces of Alberta and Saskatchewan. As already noted, gas began to flow through the Western Leg to southern California in the autumn of 1981. By December of 1981, approximately two-thirds of Canada's Eastern Leg was built, including the entire Saskatchewan portion of the pipeline. Construction resumed on the remaining sections of the pipeline and one compressor station in Alberta and on three compressor stations and a meter station in Saskatchewan in the spring of 1982. (As noted earlier, the Eastern Leg began to carry gas to mid-western U.S. markets on September 1, 1982.)

Following public hearings to consider the final design cost estimates prepared by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. for the southern segments of the system, the National Energy Board announced its Reasons for Decision in August, 1981. In its report, the Board approved final design cost estimates of approximately \$164,031,000 for the Western Leg, thereby reducing the company's estimates by two per cent. For the Eastern Leg, the Board approved final design cost estimates of \$621,254,000, which was approximately five per cent less than those costs requested by the company. The approved costs do not include charges for the actual funds used during construction and certain other costs associated with regulation by the appropriate authorities. (As described in more detail later in this report, the final design cost estimates were later revised to take into account actual construction costs for the Western Leg and a major design change on the Eastern Leg.)



Wrapping operations at the pipeline crossing of the South Saskatchewan River in eastern Alberta.



Subsequent to the Canadian government's decision in July, 1980, to approve the first-stage construction of the southern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline, Ian Waddell, New Democratic Party Member of Parliament for Vancouver-Kingsway, filed a suit in the B.C. Supreme Court. Mr. Waddell alleged that the Governor in Council had exceeded its authority in amending the terms and conditions of the *Northern Pipeline Act* so as to permit first-stage construction of the southern segments of the system in Canada. Following a hearing to consider preliminary matters in July, 1981, Mr. Justice Murray ruled both that the British Columbia Supreme Court had jurisdiction to hear the case and that the plaintiff had standing to bring the action. Appeals to the B.C. Court of Appeal challenging Mr. Justice Murray's decision, which were filed by the Governor in Council and the Foothills Group of Companies in the summer of 1981, remained to be heard at the end of the fiscal year.

---

## Parliamentary Surveillance

---

In April, 1978, Parliament established the House of Commons Standing Committee on Northern Pipelines to oversee the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the activities of the Northern Pipeline Agency during the course of the project. In June of the same year, the Senate took a similar step and created a Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The House of Commons committee met several times throughout the year to hear testimony from senior Agency officials. In a special presentation to the committee in June, 1981, members of Parliament were briefed on the Agency's unique role of regulating and facilitating the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

Members of the Senate Committee travelled to points along the pipeline route in Yukon and Alaska in the spring of 1981 to acquaint themselves better with the potential impacts of the project. During their trip, the Senators met with Agency members, staff from the U.S. Office of the Federal Inspector, departmental secretaries and officials of the State of Alaska, as well as representatives from industry, special interest groups, and native organizations.

---

# Operations of the Northern Pipeline Agency

---

---

## Agency Activities

---

The year began at a high level of activity with leave-to-open granted by the National Energy Board to Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. and Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. for the completed first-stage sections of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in southwestern Alberta and southeastern British Columbia.

In preparation for the start of construction of the Eastern Leg through southeastern Alberta and southwestern Saskatchewan, the Northern Pipeline Agency approved in May, 1981, the remaining plans required by Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. and Foothills (Alta.) under the Agency's environmental and socio-economic terms and conditions. Following a series of leave-to-proceed orders issued to Foothills (Alta.) and Foothills (Sask.) in late May by the Agency's Designated Officer, work commenced on three spreads, each monitored by an Agency surveillance team.

During the year, the Agency handled a total of 441 individual submissions by the Foothills Group of Companies relating to first-stage construction of the Western and Eastern Legs and the second stage of the project in northern Canada. These included 20 approvals under the environmental and socio-economic terms and conditions, 94 orders relating to the taking of additional right-of-way lands in Alberta and Saskatchewan, and 7 approvals of contracts, agreements and recommendations with respect to the purchase of various pipeline components.

---

## Socio-Economic and Environmental Plan Review

---

Early in the fiscal year, the Agency approved schedules prepared by Foothills (South Yukon) and Foothills (North B.C.) for the submission and review of the socio-economic and environmental plans for construction of the pipeline in southern Yukon and northeastern British Columbia, respectively. The plans outline how each company intends to fulfil the terms and conditions set by the Agency for each section of the line. As of the end of the fiscal year, the terms and conditions for the Yukon segment still awaited approval by the Governor in Council pending consideration of their compatibility with the mobility provisions of the new Canadian Charter of Rights and Freedoms.

During the year, Agency staff reviewed a series of draft plans for the Yukon and northeastern B.C. sections in consultation with the territorial and provincial governments and regional advisory councils. These documents included the companies' plans for providing project information to affected communities and groups before and during construction, a transportation and logistics plan for moving material and manpower, and details on the size, scheduling and location of work camps. The first 4 of about 20 environmental protection plans required for the Yukon segment were also submitted to the Agency for review.

By the close of the fiscal year, 10 out of 12 socio-economic draft plans for Yukon were in an advanced stage of review, including the telecommunications and transportation and logistics plans, both of which also cover northeastern B.C. The Agency reviewed five draft plans for northeastern B.C.





Crew member at work during 1981 construction.

Prior to the March, 1982, start of the second season of Eastern Leg construction in Alberta, the Agency had approved the relevant route alignment sheets and an amendment to Foothills' environmental plans and procedures manual dealing with methods of topsoil salvage in Alberta. Alberta government officials, through the Pipeline Co-ordinator's office in the Department of Federal and Intergovernmental Affairs (FIGA) and members of the province's Development and Reclamation Review Committee, participated in considering the material submitted by the company.

---

### **Environmental Assessment and Review Panel for Yukon**

---

In a report released in August, 1981, the federal Environmental Assessment and Review Panel (EARP) studying the environmental implications of building the Alaska Highway Gas Pipeline through Yukon recommended the line be routed north and west of White-

horse. Foothills (South Yukon) had previously proposed to bypass the city by following a route through the Ibx Valley south of Whitehorse, an issue examined by the EARP Panel at a two and a half day public hearing in Whitehorse in June, 1981.

In September, 1979, the EARP Panel had submitted an interim report to the Minister of Environment identifying areas which it considered to be deficient in the Environmental Impact Statement submitted earlier by the company. During the year under review, the Agency reviewed and forwarded to the Panel the outstanding submissions made by the company with respect to the additional information required. The additional material included information on geotechnical, hydrological, pipeline design and revegetation issues, matters relating to route alternatives, pipeline facilities, and construction scheduling with respect to fisheries and wildlife. By April, 1982, preparations were under way for a final technical hearing to be held by the EARP Panel in Whitehorse to consider the company's series of submissions and interventions filed by interested parties.

---

### **Compensation for Loss of Livelihood**

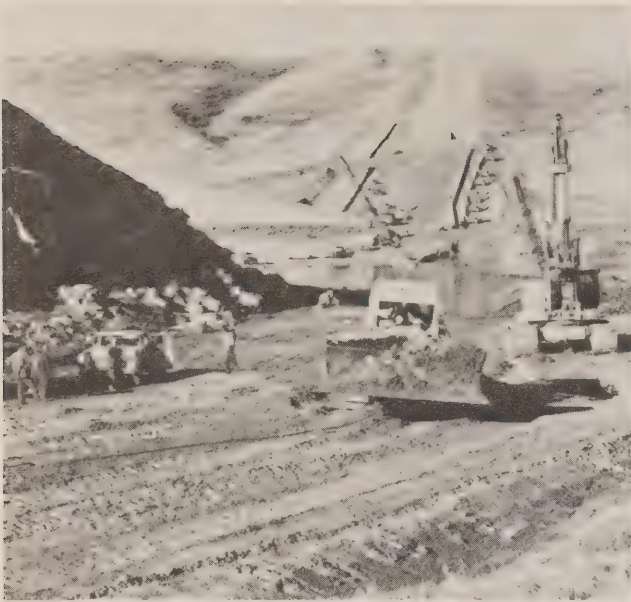
---

One of the long-standing concerns of the Agency has been that of the establishment of a fair and effective system to provide compensation for loss of livelihood to native people and others whose traditional use of the land may be adversely affected by the impact of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

The commitment to provide compensation to hunters and trappers for any losses incurred was one of the undertakings made by Foothills (Yukon) before the National Energy Board in 1977. During the fiscal year covered by this report, the Agency and the company took steps to develop a compensation policy that takes into account the concerns of the provincial and territorial governments involved and those of particular interest groups such as native communities and trappers' and hunters' associations.

During the course of the year, an Agency working group was formed to examine the various social, cultural, economic, and biological aspects of the question. Consisting of three senior Agency officials and consultant W. Winston Mair, who presided over the Agency's 1979 hearings in B.C. and who was acting in this case as an adviser to the Commissioner, the working group held several meetings early in 1982 with representatives of Foothills to discuss in broad terms the elements of a possible compensation policy. In April, the Agency held a series of meetings with the Alberta,





Crossing the South Saskatchewan River in eastern Alberta. As sideboom tractors lower the first section of pipe into the water, a bulldozer anchored on the opposite shore pulls the pipe with cables.

B.C. and Yukon governments and the various interest groups. All parties indicated that the first priority, as underlined by the Agency's environmental terms and conditions, should be the reduction or prevention of adverse environmental impacts.

During the course of these discussions, the Agency contracted with the Treaty 8 Tribal Association of B.C. to conduct community and band consultations in northern B.C. and to convey the views of the various native groups to the Agency on the subject of compensation for loss of livelihood, as well as route and facility locations.

---

## Native Relations

---

Throughout the year, Agency staff maintained contact with representatives from the Indian Association of Alberta, the Union of B.C. Indian Chiefs (UBCIC), the Métis Association of B.C., the United Native Nations, and local Indian Friendship Centres. Consultations also took place with the two newly-formed native organizations in northeastern B.C.—the Kaska Dena Council, which represents 830 status and non-status Indians north and east of Fort Nelson, and the Treaty 8 Tribal Association, which speaks for about 1,000 status Indians from seven bands in and south of Fort Nelson.

The Kaska Dena was recently formed to press its case for land claims in the area of northeastern B.C. The proposed route of the Alaska Highway Gas Pipeline traverses a portion of the land to which the Kaska Dena filed a claim with the Department of Indian Affairs in February, 1982.

The Agency and Foothills (North B.C.) held meetings early in 1982 with each of these native groups to provide an update on plans for construction of the pipeline through northeastern B.C., including the proposed route and the location of access roads, compressor stations and construction camps.

In November, 1981, the UBCIC completed a five month contract for the Agency involving community-level consultations on the general route alignment of the pipeline in northeastern B.C. and the anticipated impact of the project on traditional areas used for trapping, hunting, fishing and cultural activities. Following completion of the preliminary work, it was decided by the parties involved that another contract, to carry out a further phase of consultation, would be entered into with the Treaty 8 Tribal Council. Negotiations were subsequently undertaken by the Agency in the spring. Towards the end of the fiscal year, similar contracts were also under negotiation between the Agency and the Kaska Dena Council and the Indian Association of Alberta.

In February, 1982, Foothills undertook a series of visits to several Yukon communities along the pipeline route. The purpose of these visits was to provide the public with an opportunity to respond to the company's draft socio-economic plans, including the transportation and logistics, information, consultation and liaison, and work-camp plans. In connection with this public review, company and Agency officials met with all Indian bands along the pipeline corridor in Yukon.

Members of the Agency's Whitehorse office established a process, in co-operation with the Department of Indian Affairs' Office of Native Claims, for resolving with affected Indian bands any conflict between land required for construction of the Alaska Highway pipeline and traditional land interests of Yukon Indian people.

With respect to employment resulting from first-stage construction of the southern segments of the project, native people represented about 7.4 per cent of the crew working on the Eastern Leg during 1981—similar to the participation level for Western Leg construction during the previous year.

Several contracts for pipeline-related activities in Alberta were awarded to native-owned companies,

including Longbranch Contractors Ltd. of Atikameg, Alberta, for clearing the initial 54 km (34 mi.) of the Eastern Leg right-of-way and Noceta Enterprises Ltd. of Grande Prairie, Alberta, which undertook the revegetation work along the sections of the pipeline near Olds and Brooks.

In May, 1981, the Agency issued a direction to Foothills (South B.C.) to halt operations on the Western Leg in southeastern B.C. until the issue of local native employment on the project was resolved with the Kootenay Indian Area Council. As a result of negotiations among Agency, Council and company representatives, native people participated in the clean-up phase. Kootenay Indian Enterprises Ltd. was also awarded a contract for the revegetation of the southeastern B.C. right-of-way. About 15 local Indians were involved in the work, which began on July 20 and was completed ahead of schedule in mid-September.



The Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency (left) and Harold S. Millican, Administrator and Chief Operating Officer (right), tour Eastern Leg Construction in Alberta.

---

## Federal-Provincial-Territorial Co-ordination

---

Regular quarterly conferences by the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council (FPTCC) continued during the year. Composed of senior officials from the Agency and the Governments of Yukon, British Columbia, Alberta and Saskatchewan, the FPTCC was established in 1978 under the *Northern Pipeline Act* to ensure the co-ordination of activities with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline.

At the September 16, 1981, meeting of the FPTCC in Dawson City, Yukon, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Agency, on behalf of the Government of Canada, signed a Memorandum of Agreement with the Government of Saskatchewan. Similar to that entered into the previous year with the Alberta government, the agreement provides for consultation and co-operation on all relevant matters related to the planning, construction and operation of the pipeline in Saskatchewan. These include the socio-economic and environmental plans, final routing, the granting of land rights on provincial Crown land, and surveillance of construction of the pipeline.

During the year, the Agency consulted with provincial and territorial government bodies, as well as with other federal departments, on such issues as manpower and training, compensation for loss of livelihood, and Foothills' draft environmental and socio-economic plans for second-stage construction of the pipeline.

---

## Regional Advisory Councils

---

During its first year and a half of operation, the Northern British Columbia Advisory Council identified employment and training, local business opportunities, and transportation upgrading as the chief concerns northern B.C. residents have with respect to construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in the province. As provided for under the *Northern Pipeline Act*, the 10-member group was appointed by the Governor in Council in September, 1980, to advise the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency on all matters relating to the pipeline project.

Since its inception, the Council has submitted two briefs to the Minister. The first, dated May, 1981, contained recommendations for setting up a tax system to ensure that the people of northeastern B.C. do not bear the increased costs of social services and capital works resulting from pipeline construction. In the



second brief, submitted in February, 1982, the Council stressed its desire for Foothills (North B.C.) to provide local employment, training and small business opportunities for individuals and non-union firms.

Throughout the year, the Council met regularly with representatives from the Agency and Foothills (North B.C.) and consulted with people from labour unions, native groups, B.C. Rail, and local Chambers of Commerce. The Council also opened an office in Fort Nelson in February, 1982, to provide better contact with local citizens on pipeline-related issues.

In September, 1981, the Minister appointed Margaret Elizabeth Todrick of Fort St. John as a member of the Council to fill the vacancy created by the resignation of Patrick Walsh, who served as the first Chairman of the Council. He withdrew from membership to assume the position of Commissioner and Chief Executive Officer of Tumbler Ridge, B.C. The Council subsequently elected Don Edwards of Fort Nelson as the new Chairman. In March, 1982, Jack Hannam of Fort St. John became the new Vice-Chairman, replacing George Miller of Lower Post, who resigned because of the executive duties he had assumed with the Kaska Dena Council.

Among the highlights of the year was a joint meeting between the Northern British Columbia and the Yukon Advisory Councils on November 28, 1981, in Fort St. John. A member of the Board of Directors of the Impact Information Centre in Fairbanks, Alaska, spoke to the group on the purpose and function of the organization that was set up by the city during construction of the Alyeska oil pipeline to gather and disseminate information on the impacts created by the project. The Yukon Advisory Council pressed during the year for the establishment of a similar centre in Whitehorse to determine how the Alaska Highway Gas Pipeline would affect the average resident in Yukon.

Appointed by the Federal Cabinet in February, 1979, and chaired by Don Roberts of Whitehorse, the Yukon Advisory Council was consulted during the year by the Yukon Government on the preparation of a proposal for government-sponsored training programs in construction skills. The Council also focussed on project-related issues such as small business opportunities, compensation to trappers and hunters for loss of livelihood, the proposed route of the pipeline through the Ibex Pass area near Whitehorse and possible routing alternatives, and the distribution of Alaskan natural gas to Yukon communities along the route once the pipeline becomes operational.

In May, 1981, the Council Chairman met in Whitehorse with the Hon. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. In June,

members of the Council also had the opportunity to brief visiting members of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline on their role and activities.

---

## Other Public Consultations

---

As construction wound down and revegetation of the right-of-way progressed along the Western Leg in southeastern B.C., the Agency's Vancouver staff maintained frequent contact with the Kootenay Indian Area Council and other local interest groups. Several meetings were also held during the year with landowners in the Yahk, B.C. area to discuss concerns related to construction activity on their property and the reclamation work that followed.

In addition, Agency staff monitored the progress of the Foothills' companies in Alberta and Saskatchewan in negotiating settlements with property owners for the acquisition of land along the route of the Eastern Leg. Agency representatives also visited each of the communities along the Eastern Leg to provide information relating to the Agency's role in the project and to ensure local interests were considered.

Staff from the Agency's Vancouver and Whitehorse offices continued to meet throughout the year with individuals and groups living near the pipeline's proposed route in northeastern B.C. and Yukon.

Mr. Sharp, Commissioner of the Agency, participated as a guest speaker on several occasions during the year, including an address in October, 1981, to a gathering of financiers in New York City hosted by the Canadian Consul General, Kenneth Taylor, and a speech in February, 1982, to the annual meeting of the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors in Calgary.

To mark the start of construction of the U.S. Eastern Leg of the pipeline, Northern Border Pipeline Co. held a groundbreaking ceremony on May 5, 1981, in Aberdeen, South Dakota, attended by government and business leaders from both Canada and the U.S. On October 1, 1981, several Canadian industry and government representatives, including Senator Olson, the Minister responsible for the Agency, were in Los Angeles, California, for a ceremony held by Pacific Gas Transmission Co. to commemorate the first flow of gas through the Western Leg. At each of these events, Agency spokesmen took the opportunity to confer on an informal basis with their U.S. counterparts from the Office of the Federal Inspector (OFI). In addition, an official meeting with the OFI was held in Ottawa in February, 1982.





Aerial view of compressor station facilities under construction at Jenner, Alberta in November 1981.

### Manpower Planning and Labour Affairs

In May, 1981, Senator Olson, the Minister responsible for the Agency, approved Section I of the Manpower Plan, which covered all pipeline construction activities south of 60° North. In March, 1982, Foothills (Yukon) filed a draft version of Section II of this plan, which deals with construction of the Yukon section of the pipeline and the operations phase of the entire project. Following initial study of this submission by Agency staff, a joint review by representatives of the Yukon Government, the Yukon Advisory Council, and Employment and Immigration Canada, was scheduled to be undertaken in the 1982-83 fiscal year.

The draft includes the Opportunity Measures Plan, which outlines the steps to be taken by the company to provide for the training and employment of native people and women. The company's previously approved Opportunity Measures Plans were successfully implemented during Phase I construction, with employment of native people during Western Leg activity averaging approximately 7.5 per cent and employment of women approximately 2.9 per cent.

During 1981 Eastern Leg construction, 7.2 per cent of the total number of person-days of employment in Alberta was worked by natives and 4.7 per cent by women. In Saskatchewan, native employment comprised 7.3 per cent of the total workdays, while female employment made up 5.6 per cent of the total.



Pipe is installed under a railroad near Piapot, Saskatchewan using a "slip bore". Powered by the machine in the foreground, an auger inside a length of pipe bores a tunnel under the railroad. The pipe is then pulled or "slipped" out and the "carrier" or permanent piece of pipe is inserted.



In May, 1981, Foothills (South Yukon) began a series of community visits in Yukon to gather information which could be developed into an interest and skills inventory for northern residents who might be expected to seek construction work on the pipeline project. The Agency monitored the company's methods of gathering and compiling the information received during the course of the community tours. By the end of the fiscal year, approximately 470 residents of Yukon and the Mackenzie District of the Northwest Territories had replied to the interest and skills inventory, which provides information on those people seeking pipeline jobs, the type of work they are interested in, the skills they possess, and the training they would require to qualify for employment of various kinds. A similar employment-related survey, sponsored by three federal departments, was conducted among native people in northeastern B.C. during the fall of 1981.

The Agency also monitored Foothills' Operations and Maintenance Training/Employment program for northerners. The company began recruiting in April, 1981, and, out of 250 applications, hired 21 people for on-the-job technical training beginning in October, 1981, in Alberta with Nova, An Alberta Corporation, and in British Columbia with Westcoast Transmission Company Ltd. The ultimate goal of the program is to make it possible for residents from Yukon and the Mackenzie Valley district to fill between 125 and 150 permanent operational and maintenance jobs in Yukon once the system is completed.

Other Agency responsibilities included the monitoring of labour market conditions and collective agreements.

---

## Industrial Benefits

---

During the year, Foothills' procurement of goods and services for the project continued to provide substantial industrial benefits as a result of a high level of Canadian input. In its report to the Agency on industrial benefits for the period ending December 31, 1981, Foothills indicated that the overall level of Canadian content was 91 per cent for the Western Leg and 87 per cent for the Eastern Leg. The estimated person-years of direct and indirect Canadian employment were 2,255 and 6,050 for the Western and Eastern Legs, respectively.

Canadian-based manufacturing facilities continued to benefit from the major materials procurement activities with respect to such designated items as line pipe, turbo-compressors and large-diameter valves and pipe

fittings. The line pipe for 1981 was again supplied by Stelco Inc. and Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd. under the terms of the original contract, while Rockwell International of Canada Ltd. of Barrie, Ontario, and Borsig Hartmann Valve Ltd. of Calgary, Alberta, supplied a substantial portion of the large-diameter valve requirements for 1981. Fittings were again supplied, for the most part, by EPG Taylor Forge Division of Hamilton, Ontario, and ITT Grinnell of Princeton, Kentucky.

Bids were issued and orders placed for two major items of compression equipment during the year. The first of these involved the replacement of one of the two gas-driven turbine units originally proposed to be installed at the compressor station at Jenner, Alberta, by an electrically-driven unit of equivalent capacity.

This unit, the contract for which was awarded to Siemens Electric Ltd. of West Germany, is believed to be the most powerful electric motor ever installed to operate a gas pipeline compressor. The installation of the unit will allow Foothills to gain valuable experience in connection with its longer-term commitment to consider electrically-driven compressors as an alternative to gas turbines in southern Yukon.

The second unit, which was ordered from Cooper Rolls Corp. of Mississauga, Ontario, resulted from various design modifications to the pipeline system to accommodate the short-term export of Alberta gas and will be installed at Richmond, Saskatchewan. The compressor station will ultimately be needed to accommodate the flow of Alaskan gas. The total value of the contracts approved by the Agency was approximately \$15 million.

As part of its preparation for the procurement of materials for Stage Two construction and, in particular, to increase the security of supplies, Foothills continued discussions with various pipe manufacturers with the intent of entering into a standby pipe supply contract. These discussions resulted in a request to the Agency from Foothills for approval to enter into a contract with Mannesman Handel A.G. of West Germany for pipe on a standby basis only in the event that the Canadian suppliers were unable to meet their contract commitments. This contract was approved by the Designated Officer in January, 1982.

Foothills continued during the year to increase the potential for Canadian industrial benefit in the development of management expertise and pipeline-oriented research. The latter area was particularly highlighted by the operation of the Northern Alberta Burst Test Facility and the Quill Creek test facility, together with the development of self-steering pipe transportation equipment.



Self-Steering rear assembly of a four-axle tractor-trailer loaded with 23-m (76-ft.) lengths of pipe for test runs along the Alaska Highway.

The Agency has continued to develop its relationship with the Office of the Federal Inspector in connection with those matters related to procurement under the terms of the Canada-U.S. Pipeline Agreement and the reciprocal agreement relating to designated items. This relationship has allowed for timely notification of procurement activities on both sides of the border.

---

## Transportation and Logistics

---

While Transportation and Logistics field activities for Stage-One construction of the Alaska Highway Pipeline continued, the pace of planning related to Stage Two accelerated.

The delivery of materials required for 1981 construction, including line pipe, fittings and valves, began early in the construction season and was completed by early September.

During the winter of 1981-82, 192 km (120 mi.) of 1 067-mm (42-in.) diameter pipe, required for 1982 construction of the remaining portion of the Eastern Leg in Alberta, were shipped by rail to nine off-loading points near the pipeline route and trucked to stockpile sites along the actual right-of-way. Little use of public highways was required. The Agency's field surveillance staff followed the movement of pipe from railhead to stockpile and reported no significantly adverse impacts on the area's road system or its users.

Since Stage-Two construction in northern Alberta, B.C. and Yukon will go through areas of rugged terrain and limited transportation facilities, planning the safe and efficient movement of materials and manpower is

a more complex exercise. The Agency's socio-economic terms and conditions for northeastern B.C. and Yukon require Foothills to minimize disruption of existing transportation services and that any additional transportation infrastructure built at company cost be of long-term benefit to the affected communities. By the end of the year, the company was preparing its final transportation and logistics plan following extensive review of earlier drafts by the Agency, the Alberta, B.C. and Yukon governments, and regional advisory councils. The plan identifies the routes, as well as the types and number of vehicles the company intends to use, with the aim of demonstrating the ability of the system to handle the total volume of project-related traffic.

The Agency continued to monitor various experiments Foothills conducted using specialized vehicles and methods of transporting large-diameter pipe. In February and March, 1982, the company ran test hauls of three joints of 24-m (80-ft.) pipe along the Alaska Highway in Yukon and northern B.C. as far south as Fort Nelson, using a specially designed tractor-trailer. The four-axle trailer unit has a rear-wheel assembly which is capable of automatically tracking the path of the front assembly. A similar experiment had been conducted the previous winter with a lighter weight, three-axle trailer. B.C. and Yukon Highway authorities have indicated they would permit use of the new four-axle version subject to certain conditions, in particular, that Foothills' pipe transportation contractors provide a training program to familiarize drivers with both the vehicle and the Alaska Highway.

The Agency also reviewed the transportation and logistics aspects of certain Foothills' reports that had been requested by the EARP Panel, which dealt with such construction-related issues as the movement of hazardous materials, the impact of campgrounds and recreation areas on the existing road system, and the construction of access roads.

As in past years, Agency staff consulted with federal, provincial and territorial officials and with operating companies on the capabilities of all elements of the existing transportation system to handle pipeline transportation requirements. An Agency representative attended detailed briefings held by Foothills in January, 1982, in Calgary for the trucking industry and in Vancouver for the marine industry.

---

## Project Scheduling and Cost-Control Procedures

---

With the start of construction of the Eastern Leg in June, 1981, Foothills implemented a revised procedure





A completed pipeline section is ready for hydrostatic testing near Piapot, Saskatchewan. Heavy-walled test heads welded onto the pipe end are designed for safety as the water inside the pipe is pumped to test pressure—a minimum of 10 863 KPa (1,575 psi).

for reporting project costs to the Northern Pipeline Agency on a regular basis. The new system provided for more detailed and up-to-date cost information to be included in the company's monthly progress reports.

Agency staff met during the year with Foothills' representatives to develop a consistent format for the submission of plans and scheduling information required by regulation from the three segment companies—Foothills (South Yukon), Foothills (North B.C.) and Foothills (Alta.)—which will be constructing the northern portion of the pipeline in Canada. When completed, the regulatory schedule will include detailed lists of plans and documents requiring Agency approval prior to the start of construction and will establish the actual timing of submissions by Foothills and approvals by the Agency. (As a result of the delay in the completion date of Stage Two, announced in April, 1982, the company decided to postpone further work on the regulatory schedule.)

---

### **Incentive Rate of Return and Final Design Cost Estimates**

---

Throughout the year, Agency staff members continued to work closely with the National Energy Board

in analysing Foothills' final design cost estimates. As approved by the Board, these estimates provide the basis for determining the Incentive Rate of Return (IROR) on equity Foothills is allowed to earn under a previously established formula that takes into account the company's actual construction costs.

In August, 1981, the Board released its decision with respect to the final design cost estimates submitted by Foothills for the Stage I facilities of the pipeline. Based on a hearing held during the spring of 1981, the Board approved final design cost estimates of approximately \$164,031,000 for the Western Leg, thereby reducing the company's estimates by two per cent. For the Eastern Leg, the Board approved final design cost estimates of \$621,254,000, which represented approximately five per cent less than those costs submitted by Foothills. At the time of the hearing, construction on the Western Leg was almost completed and work on the Eastern Leg was about to begin.

Prior to the decision on Foothills' final design costs estimates for the southern segments, the Board had published a formula for calculating the rate of return allowed to the company under the Incentive Rate of Return program. As an inducement to keep expenditures to a minimum—consistent with sound design, engineering and operating practices—the IROR scheme provides the owner companies of the Alaska Highway Gas Pipeline with a higher rate of return on their equity investment in the project if actual costs are lower than the estimated costs approved by the Board and a reduced rate of return if costs exceed those estimates. Under the formula, Foothills was allowed a rate of return of 17.9 per cent on the Eastern and Western Legs if actual costs were the same as the approved final design cost estimates.

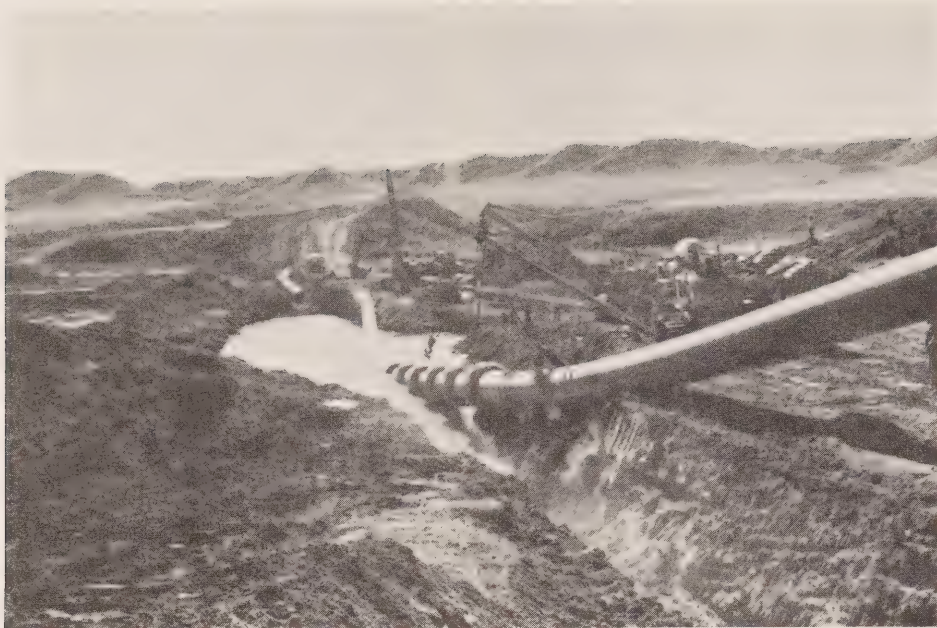
Since the company's actual costs for the Western Leg in Alberta came in at 8.5 per cent below estimated costs, and in southeastern B.C. at 1.5 per cent over estimated costs, rates of return on those two segments were calculated at 18.52 per cent and 17.66 per cent, respectively.

---

### **Pipeline Crossings**

---

During the year, the Agency reviewed and approved the Plans, Profiles and Books of Reference required for 1981 construction on the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan, as well as the majority of those required for the 1982 construction phase on the Eastern Leg in Alberta.



Sideboom tractors lower the pipe into the bed of the Frenchman River in southwestern Saskatchewan.

The Agency also reviewed and approved both the crossing of highways and utilities by the Eastern Leg of the pipeline in Alberta and applications by other companies to cross the pipeline facilities.

In keeping with the "single-window" concept that led to its creation, the Agency also co-ordinated the granting of a number of approvals by other federal authorities involving pipeline crossings during the 1981 construction season. Thirteen orders approving the crossings of navigable waters in Alberta and Saskatchewan were authorized by the Ministry of Transport. The Railway Transport Committee of the Canadian Transport Commission approved three orders granting leave for the crossings of nine railways in Alberta, Saskatchewan and southeastern B.C.

In addition, the International Boundary Commission gave approval for the pipeline crossing of the Canada-United States boundary near Monchy, Saskatchewan, under the *International Boundary Commission Act*.

---

### Landowner Concerns

During the fiscal year, Agency staff continued to monitor the efforts of the various Foothills companies to negotiate damage settlements and to deal with landowner concerns on the completed sections of the pipeline in Alberta, Saskatchewan and southeastern British Columbia.

---

### Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act

Agency staff devoted a significant amount of time in early 1982 to analysing *Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act*, and the regulations required to implement it.

The legislation, which was passed by the Parliament of Canada on December 18, 1981, but not yet brought into force by proclamation by the end of the fiscal year, deals largely with the acquisition of land for pipeline projects.

The Act is aimed at strengthening the rights of private property owners affected by such projects through major changes in the procedures pipeline companies will be required to follow in the selection of routes and acquisition of land, as well as in the procedures to be followed by regulatory authorities in considering the approval of the Plans, Profiles and Books of Reference submitted by proponents.

---

### Land Acquisition in Alberta for the Eastern Leg and 56-Inch Pilot Spread

In April, 1981, Foothills (Alta.) began the route selection process for a proposed 59-km (37-mi.)



stretch of the Alaska Highway gas pipeline extending northward from James River Junction in west central Alberta.

Construction of this initial section of the northern segment, known as the 56-Inch Pilot Spread, was intended to test heavy equipment and techniques to be used for installing 1 422-mm (56-in.) diameter pipe, which will comprise approximately 1 792 km (1,053 mi.) of the 2 167-km (1,286-mi.) system through Yukon, British Columbia and Alberta.

After receiving copies of the Landowner's Information Booklet, which was distributed for the purpose of informing all of those affected by the pilot spread about the pipeline project and indicating the proposed location of the right-of-way on each property, four property owners filed objections to the route proposed by the company with the Agency. Foothills resolved three of these objections by making minor route adjustments to accommodate the landowners, while the fourth was settled after the Agency undertook consultations with the company and the landowner. Since the route objections were resolved by negotiation and consultation, a hearing under the auspices of the Agency's Designated Officer was not required.

As provided for under the *National Energy Board Act*, Foothills applied to the Designated Officer during the year for leave to take additional lands for the right-of-way of the pipeline in Alberta, which was required both for the Eastern Leg and for the 56-Inch Pilot Spread. The lands requested were in addition to the 18.3-m (60-ft.) wide right-of-way the legislation permits a pipeline company to expropriate in the event that it is unable to reach an agreement with a landowner for acquisition of the property required.

As a result of applications by Foothills for additional right-of-way to provide permanent and temporary working space for the 1982 construction sections of the Eastern Leg in Alberta, two hearings were held by the Designated Officer. The first, involving a total of 66 landowners, was held in July, 1981, in Strathmore, Alberta, and the second, involving one landowner, was held at the Agency's Calgary office in August and November, 1981.

In November, 1981, the Agency held another hearing at Rocky Mountain House, Alberta, to consider Foothills' applications for extra lands for the 56-Inch Pilot Spread. Of the 33 landowners or occupants whose interests were affected, 14 appeared at the hearing.

Finding the company's reasons for requiring additional lands valid in each instance, the Designated Officer approved Foothills' applications.



Pipeline crew members discuss construction procedures during 1981 season.

In February, 1982, two owners of property located on the route of the proposed 56-Inch Pilot Spread filed a notice of application for appeal in the Federal Court of Canada against the order of the Designated Officer relating to the taking of additional land by the company. The matter had not been resolved by year's end.

(Construction of the 56-Inch Pilot Spread, which had been scheduled to be carried out in 1983, was subsequently deferred because of the further two-year delay in the planned construction of the second stage of the pipeline.)

---

### Exercise of Other Federal Regulatory Powers

---

Under the authority of the *Northern Inland Waters Act* and the *Territorial Lands Act*, which for purposes of the pipeline was transferred to the Minister responsible for the NPA as provided for the *Northern Pipeline Act*, the Agency issued a number of permits and authorizations during 1981-82.

In Yukon, four land-use permits and one quarry permit were issued to Foothills with respect to geotechnical investigations, a meteorological observations site, centre-line surveys, and the Quill Creek facility for testing pipeline design and construction methods in discontinuous permafrost. Amendments to six permits were also authorized.

In addition, the Agency issued three water-use authorizations in Yukon related to hydro-static testing and camp operation at the Quill Creek test facility and for geotechnical drilling investigations along the proposed route of the pipeline across Kluane Lake.



An Agency official based in Whitehorse administered the permits and authorizations issued in Yukon and carried out field inspections to ensure compliance with the provisions governing these activities. The investigations and surveys are necessary to determine the final route and design of the pipeline in Yukon and for the preparation of the Plans, Profiles and Books of Reference.

During the year, discussions were held with the Yukon Government and the federal Department of Indian Affairs and Northern Development to determine the terms to be established with respect to a grant of easement to Foothills (South Yukon) for a right-of-way across Crown land for pipeline purposes. Procedures for outlining and reviewing Foothills' requirements for facilities off the right-of-way were also established.

---

## Field Surveillance

---

Preparations for the surveillance by the Agency of 1981 construction activities on the Eastern Leg of the pipeline project in Alberta and Saskatchewan commenced in April with a two-week orientation program for surveillance personnel. Additional staff was recruited to allow for three surveillance teams in the field, each headed by a senior surveillance officer. These officers, in turn, were responsible to a group made up of the Regional Manager of Surveillance, the Manager of Engineering Surveillance and the Manager for Environmental Surveillance, all of whom were located in Calgary.

The three teams were in the field by May 10, 1981, working from initial headquarters at Olds and Medicine Hat, Alberta, and Maple Creek, Saskatchewan. A four-member team, based first in Olds and later in Brooks, was responsible for surveillance of mainline construction in Alberta by the contractor, Marine Pipeline Construction of Canada Ltd.

A team of three surveillance officers based in Medicine Hat carried out surveillance of construction activities associated with the crossing of the South Saskatchewan River by O.J. Pipelines Ltd. and later oversaw construction of the compressor station at Jenner, Alberta, by Brown and Root Ltd. In Saskatchewan, a five-member team, quartered initially in Maple Creek, was responsible for surveillance of mainline construction by Majestic Wiley Contractors Ltd. This team later moved to Shaunavon, Saskatchewan, as construction progressed southeastward. The Medicine Hat team conducted surveillance of preliminary work on the compressor stations at Piapot and Monchy,

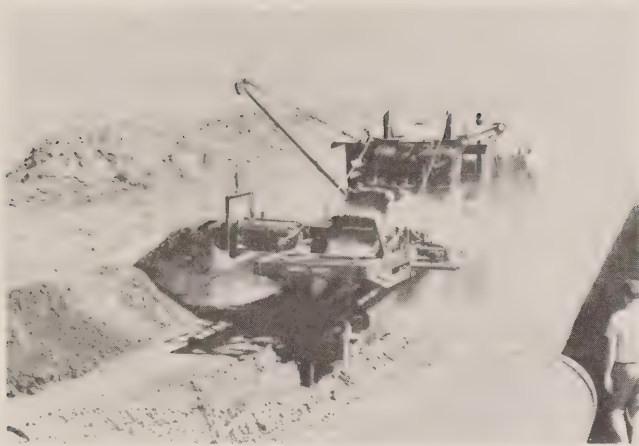
Saskatchewan, and the meter facilities at Monchy, which was begun in late August, 1981, by Interpro Contractors Ltd. The remaining responsibilities associated with right-of-way reclamation on the Western Leg and construction of the meter station at Kingsgate, B.C., were covered by surveillance personnel as required.

In view of the Alberta government's interest in the project and its responsibilities for certain environmental matters, the Administrative Agreement that was signed in August, 1980, between the Agency and the provincial government was revised to enable provincial specialists to work with the Agency surveillance teams on a part-time basis. In Saskatchewan, provincial authorities were kept fully informed of activities and environmental matters and Agency staff held meetings periodically with officials in the field to ensure that provincial concerns were being met.

The Agency's senior surveillance officers maintained direct contact with Foothills' senior field representatives and personally discussed with them any initial concerns they had respecting the company's compliance with the Agency's terms and conditions. Particular issues were further identified by written field memoranda and a Report of Non-Compliance issued in cases where the company failed to respond to concerns expressed by the senior surveillance officers. On balance, the number of concerns raised by the Agency's surveillance teams was relatively few, in part at least because of the comparatively straightforward nature of construction through predominantly prairie grassland and cultivated fields.

During the 1981 construction period, three Reports of Non-Compliance were issued, each dealing with environmental matters. The first report related to the maintenance of a buffer zone of Vegetation between the right-of-way and any stream course, as well as the use of hand-clearing methods on slopes adjacent to a water body. The second report concerned construction activity in the Red Deer River outside the prescribed "fish window", the time period within which fish are least sensitive to the effects of silt. Both of these matters were resolved satisfactorily. The third report related to the interruption of water flow in Bone Creek, Saskatchewan, which resulted in the killing of some fish.

Concerns identified in written field memoranda dealt with improper protection of archaeological sites, spillage of machinery oil and other fluids on the right-of-way, and excessive lengths of open ditch and stream siltation, which caused unnecessary disturbance to fish and wildlife. In all cases, these problems were resolved promptly and satisfactorily.



Ditching in the Great Sandhills of Saskatchewan. This ditcher is capable of digging a trench three-m (10-ft.) deep and two-m (6.5-ft.) wide to allow for a minimum of 0.8-m (three-ft.) of cover over the pipe.

During the 1981 construction season, a total of 439 km (266 mi.) of Eastern Leg pipeline was built by the three contractors—171 km (106 mi.) in four construction sections in Alberta and 258 km (160 mi.) in Saskatchewan. The only major delay occurred when 10 construction days were lost between July 25 and August 6, 1981, due to a strike by welders.

The 1981 construction activities concluded in November and field surveillance offices at Brooks and Shaunavon were closed. The Medicine Hat office remained open as a base for the surveillance of compressor station construction, which continued through the winter except for a break between mid-December and mid-January.

With the March, 1982, start of construction of the remaining 207 km (129 mi.) of the Eastern Leg in Alberta, only two surveillance teams were placed in the field due to the reduction in activity from the level of the previous year. One team, consisting of a senior surveillance officer and one surveillance officer, stayed in Medicine Hat to oversee compressor station construction activities. The second team of four, including three surveillance officers and a senior surveillance officer, initially worked out of Brooks and later moved to Beiseker, Alberta.

Communication between the field surveillance offices and the Calgary office of the Agency was maintained at all times when the field teams were operational, using telephones, mobile radio-telephones and facsimile-transmission machines. In 1981, the system of daily reporting was revised, improving the degree of detail provided to specific divisions within the Agency and lessening the time required for dissemination. Each morning senior surveillance officers submitted, by facsimile transmission, a field report containing con-

struction data and progress for the previous day, as well as information on concerns and non-compliances. These daily field reports were analysed and converted, using a microcomputer, into a Daily Surveillance Report, which was distributed to Agency officials, the Commissioner's office in Ottawa, the National Energy Board, and the provincial departments concerned. This daily report was designed to provide a complete record of construction activity and progress over the life of the project.

---

### Special Environmental Protection Measures

---

In addition to normal surveillance of construction operations outlined above, a number of special measures was instituted by the Agency to minimize the impact of construction on fisheries and wildlife and procedures for land reclamation and revegetation.

The Agency imposed restrictions on construction activity until July 15 in the vicinity of nesting ferruginous hawks, Swainson's hawks and prairie falcons along the Eastern Leg to reduce the risk of disturbing these birds of prey during the nesting and fledging periods. Agency and Foothills staff who maintained surveillance of the occupied nests reported no abandonments.

Scheduling also proved to be the most effective means of mitigating disruptive impacts on mammals. Construction did not occur during winter, the season when ungulates such as deer and antelope are most sensitive to disturbance. Agency surveillance officers monitored animal crossings of the right-of-way and nearby activity and detected no adverse effects.

Equally important as measures taken to ensure environmental protection during pipeline construction were the land reclamation and revegetation procedures which followed. The Agency required Foothills to restore land disturbed by construction or operational activities to its former level of productivity, with control and mitigation of erosion as the main objectives.

In accordance with a plan approved by the Agency, Foothills successfully reseeded the right-of-way of the southern B.C. portion of the Western Leg of the pipeline in the summer of 1981.

In the dry sandy areas of eastern Alberta and southwestern Saskatchewan along the Eastern Leg, special revegetation methods were required. These included shrub planting, straw crimping on steep coulees and river banks, and use of a Hodder Gouger machine to plant seeds. Used for the first time in Canada along 26





Automatic welders move down the 45-m (140 ft.) deep west bank of Irishman's Coulee in eastern Alberta.

km (16 mi.) of the right-of-way, this machine digs small hollows in the soil that afford favourable growing environments for plants and assist in the retention of moisture.

During the winter, the Agency's environmental staff developed a plan for monitoring completed portions of the pipeline right-of-way to ensure continued compliance with the environmental terms and conditions, including the maintenance of erosion control, revegetation, slope stability, water quality and fisheries and wildlife protection.

---

## Engineering Activities

---

The National Energy Board granted Foothills (Alta.) and Foothills (South B.C.) leave-to-open the Western Leg of the pipeline in the early spring of 1981 and by May the Agency's Designated Officer had issued all engineering approvals for construction of the meter station at Kingsgate, B.C. With leave-to-open for this latter facility given in October, 1981, the Phase I Western Leg construction program was completed.

By mid-July, 1981, the Designated Officer had granted all engineering approvals for the first construction season of the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan, as required under the Technical Orders. Issued in January, 1979, these orders stipulate that each of the segment companies of Foothills must obtain approval from the Designated Officer for the

detailed engineering designs and specifications of the pipeline prior to the commencement of construction. The companies must also provide information in support of their designs, including any required field test reports. In addition, the Technical Orders define the construction and inspection procedures to be followed by the companies.

The 1981 construction program in Alberta consisted of 171 km (106 mi.) of pipeline in four sections, plus a compressor station at Jenner. The Saskatchewan portion of the work consisted of 258 km (160 mi.) of pipeline, plus compressor stations at Piapot and Monchy and a meter station at Monchy.

Approximately 380 drawings, as well as numerous reports detailing specific design criteria for 1981 construction, were reviewed by the Agency's engineering staff prior to approval. All hydrostatic testing of the pipeline was witnessed by staff members to ensure compliance with National Energy Board regulations, accepted practice and approved procedure.

In March, 1982, the National Energy Board granted leave-to-open to Foothills (Alta.) and Foothills (Sask.) for that portion of the Eastern Leg installed in 1981.

For the 1982 Eastern Leg construction program, Agency staff reviewed drawings and reports of specific design criteria. The Alberta portion of the work consisted of 207 km (126 mi.) of pipeline in four sections, a second, electrically-driven compressor unit at Jenner, and the carry-over of mainline valve assembly installations from the 1981 program. By March, 1982, Foothills (Alta.) had received all of the engineering approvals required from the Designated Officer to begin construction. Work in Saskatchewan consisted of valve assembly installations, plus completion of the compressor stations at Piapot and Monchy, the meter station at Monchy, and an additional compressor station at Richmond. Leave-to-proceed with construction of the Richmond station was given to Foothills (Sask.) early in 1982.

Agency engineering staff also reviewed several general engineering design principles and activities during the year, including:

- approval of specifications for Stage II line pipe, valves and fittings;
- approval of the stress criteria and its reconciliation with the pipeline design for the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan;
- modifications to the system flow studies to allow for the change in the last point of cold flow in Yukon and the design change to utilize the Stage I of the Eastern Leg to transport additional volumes



of natural gas for TransCanada Pipelines through Alberta;

- construction specifications for Stage II compressor stations to be utilized by Foothills (Yukon) in Alberta and Saskatchewan;
- river crossing design criteria for selected streams and rivers in southern Yukon;
- a series of reports detailing the liquefaction potential along selected portions of the pipeline route in Yukon; and
- an update of the frost-heave program description.

---

### Quill Creek Test Program

---

Agency staff continued to monitor activity at the Quill Creek test facility, which is located 300 km (186 mi.) northwest of Whitehorse, following the start-up of operations by Foothills (South Yukon) in April, 1981. The test program for pipeline design and construction in discontinuous permafrost will help determine the most effective and economic means of dealing with the problem of thaw settlement. This occurs when a buried pipeline carrying gas above the freezing point—that is, in the so-called “warm-flow” mode—causes the surrounding ice-rich permafrost soils to thaw, resulting in greatly reduced pipe restraint due to soil erosion. Changes in temperature or pressure can subsequently lead to excessive shifting of the pipe, sometimes to the point where it could rupture.

Conversely, a chilled pipeline operating below 0°C (32°F) in areas of unfrozen ground creates the potential for frost-heave or upward displacement of the pipe as moisture freezes in frost-susceptible soils. During 1981-82, the pipeline sponsor in Alaska, Northwest Alaskan Pipeline Company, continued to conduct tests on this frost-heave problem.

During construction of the Quill Creek test site in early 1981, pipe was buried in conventional underground ditches and also installed in above-ground embankments. Warm air is being circulated throughout the pipe to simulate the movement of natural gas. The soil surrounding the pipe is instrumented with thermistors, which register the effects of heat transfer from the pipe and seasonal changes in ground temperature. Foothills will compare recorded temperatures with those predicted in simulation models to determine to what extent ice-rich soils may be adversely affected by various pipeline designs and modes of installation.

Experiments were also conducted at Quill Creek in erosion control techniques, ditch preparation, the



Experimental pipe installation in aboveground concrete restrained mode at Quill Creek test facility in Yukon. The pipe is placed on an insulated workpad and covered by precast concrete for protection and to provide restraint of the pipe against vertical and horizontal movements due to temperature and pressure changes.

effects of drilling and blasting, and the use of ice chips for building a protective road-bed over permafrost. In addition, tests have continued to investigate the possible effects that telluric activity may have on the pipe, pipe coating and cathodic protection systems. Telluric activity refers to stray electrical currents that are caused by variations in the earth's magnetic field.

In September, 1981, Foothills began to submit reports to the Agency detailing the data collected and observations made at the facility during its operation.

In mid-September, 1981, construction activity at Quill Creek resumed for a month when Foothills conducted a program to evaluate procedures for building access roads and work pads in permafrost areas during the period when the layer of ground above the permafrost has thawed to a seasonal maximum depth. Results of the program will be used to determine the feasibility of summer construction of access roads and work pads in terrain subject to seasonal freezing and thawing where pipe installation in above-ground embankments is planned.

In December, 1981, Foothills (Yukon) announced a decision to change the last point of cold flow from a compressor station south of Beaver Creek, Yukon, to a point 149 km (93 mi.) southeast, on the west side of Kluane Lake. Results of the geotechnical drilling program, terrain mapping and analyses led the company to conclude that its initial assessment of the amount of permafrost along this segment of the pipeline route was underestimated. As a result of this work, Foothills considered that continuation of the flow of chilled gas to the Kluane Lake compressor station would not only minimize associated thaw-settlement problems, but



Geotechnical crew sets up drill to take core sample along the Alaska Highway near Marsh Lake in Yukon.

also be more cost effective. This would require the installation of gas refrigeration at the compressor station south of Beaver Creek to maintain the temperature of the gas arriving from Alaska between 0° and -5°C.

---

### Geotechnical Drilling Program

---

As in past years, Agency engineering and environmental staff oversaw the geotechnical investigations carried out by Foothills to study soil conditions along the proposed pipeline route in Yukon and at prospective sites for compressor stations and other facilities.

In addition to drilling boreholes to confirm locations and determine the extent of permafrost and to test the stability of the approach slopes to water crossings, the company conducted a drilling program to check the availability of sand and gravel at selected sites along the pipeline route in southern Yukon.

As well as the field and laboratory testing of soil properties and terrain typing, Foothills installed instruments to monitor ground temperature, frost heave, thaw settlement and ground water conditions at many locations along the proposed route and at the sites of related facilities such as compressor stations and construction camps.

Towards the end of the fiscal year, Foothills undertook an investigation of the terrain under Kluane

Lake—the largest proposed lake crossing by the pipeline, a distance of six km (four mi.). The purpose of the investigation was to study the stability and potential for liquefaction which occurs when the side slopes and lake bottom give way or slump under seismic conditions.

---

### Pipe Fracture Control

---

In August, 1981, the Agency received the final report on the results of a series of seven burst tests conducted by Foothills (Yukon) between December, 1979, and April, 1981, at the company's facility near Rainbow Lake in northwestern Alberta. The report was filed with the Agency in compliance with the Technical Orders and as support for the company's fracture control methodology. The burst-test program was aimed at determining the fracture arrest capabilities of large-diameter pipe under operating conditions similar to those planned for the mainline sections of the pipeline.

The burst-test report confirmed Foothills' contention that pipe produced in accordance with proposed specifications has sufficient toughness to restrict the length of a fracture to within acceptable limits. This conclusion, coupled with the specification of a high minimum toughness value to reduce the probability of fracture initiation, formed the basis of the company's proposed fracture-control methodology. The burst-test report and fracture-control document were reviewed

by the Agency and National Energy Board during the last quarter of 1981 and, after some modifications related to the implementation and monitoring aspects of distribution of line pipe, were approved by the Designated Officer in January, 1982.

With the fracture control design approval in place, the way was cleared for the consideration of the line pipe and fitting specifications for Stage II construction. These were approved by the Designated Officer in February and March, 1982.



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1982, is reproduced as Appendix B to this report.

Estimates for 1981-82 provided \$9.1 million for the operation of the Agency. Actual expenditure was \$7.1 million, \$2 million less than the amount approved by Parliament. The number of person-years authorized for 1981-82 amounted to 132, of which only 105 were used. The shortfall in expenditure and manpower utilization reflected the continued delay in plans for the construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling \$7.2 million were made, representing the unrecovered balance from the previous year and part of 1981-82 expenditure. Recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied, and the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

Enquiries of the Agency are answered in the language chosen by the enquirer and public documents are available in both official languages. Employees in Ottawa, 38 per cent of whom have French as their first official languages, may work and receive service in the language of their choice. Within the merit principle, every reasonable effort is made to balance the participation of both official languages communities, including the advertisement of competitions through media serving the official languages minorities. The working language of the Calgary office is English, but it is the policy of the Agency to ensure that a minimum of two employees, one officer and one member of support staff, are qualified and available to provide service to the public in the French language.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be directed by telephone at (613)593-7466 or by writing to the Head, Administrative Services, at the head office, the address of which is shown in Appendix D on page 34.

---

## The Role of the Northern Pipeline Agency

---

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska

and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who is also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline. A list of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency offices can be found in Appendix D on Page 34.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

Senator The Honourable H.A. (Bud) Olson, P.C., M.P.  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1982. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this financial statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1982 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the financial statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read "Kenneth McGeachy".

Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario  
September 15, 1982

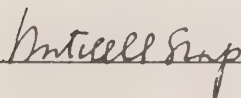


**NORTHERN PIPELINE AGENCY**  
(Established by the Northern Pipeline Act)

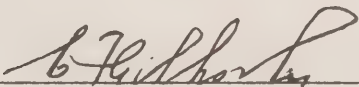
Statement of Expenditure and Receipts  
for the year ended March 31, 1982

	<u>1982</u>	<u>1981</u>
Expenditure		
Salaries and employee benefits	\$4,519,297	\$3,357,938
Rentals	838,042	656,496
Travel and communication	809,405	735,112
Professional and special services	518,743	618,215
Materiel and supplies	221,474	160,525
Furniture and equipment	97,744	102,317
Information	73,707	82,478
Other	58,547	42,207
	<u>7,136,959</u>	<u>5,755,288</u>
Receipts credited to the Consolidated Revenue Fund		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 3)	7,137,897	5,281,488
Other recoveries	38,306	4,116
	<u>7,176,203</u>	<u>5,285,604</u>
Excess of expenditure over receipts (receipts over expenditure)	<u>\$ (39,244)</u>	<u>\$ 469,684</u>
Expenditure provided for by:		
Parliamentary appropriations (Note 4)	\$7,133,491	\$5,754,132
Government departments which provided services without charge	3,468	1,156
	<u>\$7,136,959</u>	<u>\$5,755,288</u>

Approved by:



Commissioner



Chief Financial Officer

## **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

### **Notes to Financial Statement** **March 31, 1982**

#### **1. Authority and objective**

The Agency was established on April 13, 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### **2. Accounting policies**

##### **Expenditure**

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency plan which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes all actual costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted employee strength. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### **Receipts**

Receipts are recorded when credited to the Consolidated Revenue Fund. Costs are recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. based on quarterly billings.

#### **3. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.**

	<u>1982</u>	<u>1981</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$7,136,959	\$5,755,288
Other recoveries	(38,306)	(4,116)
	<u>7,098,653</u>	<u>5,751,172</u>
Costs to be recovered in the following year	(1,917,971)	(1,957,215)
Prior year costs recovered in the current year	1,957,215	1,487,531
	<u>\$7,137,897</u>	<u>\$5,281,488</u>

#### 4. Parliamentary appropriations

	<u>1982</u>	<u>1981</u>
Economic Development (1981—Privy Council) Vote 5 (1981—Vote 25)—Program expenditures	\$8,474,000	\$7,672,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	595,000	535,000
	<u>9,069,000</u>	<u>8,207,000</u>
Amount lapsed in accordance with Section 30 of the Financial Administration Act	(1,935,509)	(2,452,868)
	<u>\$7,133,491</u>	<u>\$5,754,132</u>

#### 5. Employees' contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years, are entitled to a termination allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength at year-end who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs are estimated at \$695,000 (1981—\$463,000). These costs, when paid, will be recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

#### 6. Subsequent event

On May 1, 1982 the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back two years to 1989. All parties are to scale down their activities to correspond to a revised construction schedule. Consequently, the Agency must reorder the scale of its operations to ensure that they are in line with those of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

To some extent the reduction of the Agency staff can be achieved through secondments and other arrangements. However, it is expected that some employees will have to be separated. The Agency has developed a termination plan for these employees. This plan is distinct from the employees' contingency plan referred to in Note 5 as the provisions of that plan are not appropriate to the present circumstances. It is not possible to estimate the actual cost of this termination plan because the number of employees that will qualify for compensation is subject to a number of conditions.



## Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, An Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies—Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation,

Pacific Gas and Electric Company—have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.<sup>1</sup> An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.<sup>2</sup>

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.<sup>3</sup>

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 mil-

<sup>1</sup> The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.

<sup>2</sup> Yukon 233 mi. of 48 in. Saskatchewan 160 mi. of 42 in.  
275 mi. of 56 in.  
B.C. (North) 444 mi. of 56 in. B.C. (South) 106 mi. of 36 in.  
Alberta 334 mi. of 56 in.  
234 mi. of 42 in.  
187 mi. of 36 in.

<sup>3</sup> The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

lion cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, excluding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be \$10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of \$4.3 billion for the Canadian segments and \$6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately \$38.7 billion to \$47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the \$2.4 to \$2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately \$17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately \$19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimates with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the further extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

---

## First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections

---

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

This first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately \$1.4 billion (U.S.) for the American section and \$928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, will be comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. (Gas began to flow through the system on September 1, 1982.)

## Northern Pipeline Agency

---

### Senior Offices and Office Locations

#### **Ottawa—Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

15th Floor, Varette Building,  
130 Albert Street,  
Ottawa, Ontario.  
K1P 5G4

#### **Calgary—Operational Headquarters**

Mr. Harold S. Millican, Administrator,  
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and  
Designated Officer,  
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator.

4th Floor, Shell Centre,  
400-4th Avenue, S.W.,  
Calgary, Alberta.  
T2P 0J4

#### **Vancouver**

Mr. Robert Hornal, B.C. Administrator,

Room 1590, Stock Exchange Tower,  
609 Granville Street,  
Vancouver, British Columbia.

#### *Mailing Address:*

P.O. Box 10139,  
Pacific Centre,  
Vancouver, British Columbia.  
V7Y 1C6

#### **Whitehorse**

Mr. Ken McKinnon, Yukon Administrator,

Suite 200, 4114 Fourth Avenue,  
Whitehorse, Yukon.  
Y1A 4N7







## Administration du pipe-line du Nord

### Cadres supérieurs et adresses des bureaux

**Ottawa—Siège social**  
L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général  
Immeuble Varette  
15<sup>e</sup> étage  
130, rue Albert  
Ottawa (Ontario)  
K1P 5G4

**Calgary—Bureau administratif**  
M. Harold S. Millican, directeur  
M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire  
désigné  
M. A. Barry Yates, directeur adjoint  
4<sup>e</sup> étage Shell Centre  
400, 4<sup>e</sup> avenue s.-o.  
Calgary (Alberta)  
T2P 0J4

**Vancouver**  
M. Robert Hornal, directeur pour la Colombie-Britannique  
Stock Exchange Tower, Pièce 1590  
609, rue Granville  
Vancouver (Colombie-Britannique)  
*Adresse postale*  
C.P. 10139  
Pacific Centre  
Vancouver (Colombie-Britannique)  
V7Y 1G6

**Whitehorse**  
M. Ken McKinnon, directeur pour le Yukon  
Suite 200  
4114, 4<sup>e</sup> Avenue  
Whitehorse (Yukon)  
Y1A 4N7



Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongées de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1<sup>er</sup> octobre 1981, l'embranchement du gaz ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'étendra sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'échelonner sur deux ans. (Le réseau est cependant entré en service le 1<sup>er</sup> septembre 1982.)

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre.

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beau-

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillan, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux États-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 à 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée à la fin de 1986.

Aux même audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué à 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la

Saskatchewan	160 mi de longueur et 42 po de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	106 mi de longueur et 36 po de diamètre
En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du sud, la longueur de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre.	

construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient achevés en 1987.

À la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux États-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page vi.

## Première étape: Construction des tronçons sud

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux États-Unis depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 milliards de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), située sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux quelque 565 km (361 mi) de raccordements des gazoducs de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific

Description du projet

sion Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction prélimi-  
naire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 720 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49<sup>e</sup> parallèle<sup>1</sup>. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes<sup>2</sup>:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre
Colombie-Britannique	443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Alberta	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
Saskatchewan	301 km de longueur et 914 mm de diamètre
Colombie-Britannique	258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	171 km de longueur et 914 mm de diamètre

<sup>1</sup> Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49<sup>e</sup> parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.

2 Yukon	233 mi de longueur et 48 po de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	444 mi de longueur et 56 po de diamètre
Alberta	334 mi de longueur et 56 po de diamètre
	234 mi de longueur et 42 po de diamètre
	187 mi de longueur et 36 po de diamètre

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

- Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
- Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49<sup>e</sup> parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada Pipelines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmis-



4. Crédits parlementaires

	1982	1981
Développement économique (1981—Conseil privé), crédit 5 (1981—crédit 25)—dépen- ses du programme	\$8,474,000	\$7,672,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avan- tages sociaux des employés	595,000	535,000
Montant annulé en conformité avec l'article 30 de la Loi sur l'administration financière	9,069,000	8,207,000
	(1,935,509)	(2,452,868)
	\$7,133,491	\$5,754,132

5. Plan de prévoyance pour les employés

Les employés des niveaux supérieurs et certains autres employés-clés qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à l'achèvement de leur tâches et pour une période de plus de deux ans ont droit à une indemnité de cessation d'emploi correspondant à 13 pour cent de la somme totale de leur traitement. Ces coûts éventuels, en tenant compte du nombre d'employés inscrits à l'effectif à la fin de l'exercice et pouvant avoir droit à cette indemnité, sont évalués à \$695,000 (1981 — \$463,000). Ces coûts, une fois payés, seront recouvrés de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

6. Événements postérieurs à la date du bilan

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les responsables américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée de deux ans, c'est-à-dire jusqu'en 1989. Toutes les parties doivent réduire leurs activités de manière à respecter le nouveau calendrier des travaux. L'Administration doit donc réaménager l'échelonnement de ses opérations en fonction de celles de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

Dans une certaine mesure, l'Administration peut avoir recours aux détachements et à d'autres modalités pour réduire son personnel. Toutefois, l'on prévoit que certains employés devront quitter leur emploi. L'Administration a élaboré un plan de cessation d'emploi dans le cas de ces employés. Ce plan est différent du plan de prévoyance auquel fait allusion la note 5, les dispositions de ce dernier plan n'étant pas appropriées dans les circonstances présentes. Il est impossible d'évaluer le coût réel du plan de cessation d'emploi parce que le calcul du nombre d'employés admissibles à une indemnité est fonction d'un certain nombre de conditions.

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

## Notes afférentes à l'état financier du 31 mars 1982

### 1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée le 13 avril 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel au mieux des intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs au plan de prévoyance pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses lorsqu'ils sont acquittés. Les acquisitions en capital sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice de l'achat. Les dépenses comprennent également tous les coûts réels supportés au nom de l'Administration par d'autres ministères, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés qui sont calculées d'après l'effectif prévu au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ou sont supportées par les ministères qui fournissent gratuitement des services.

#### Recettes

Les recettes sont comptabilisées lorsqu'elles sont créditées au Fonds du revenu consolidé. Les frais de l'Administration sont entièrement recouvrables de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. au moyen de facturations trimestrielles.

### 3. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

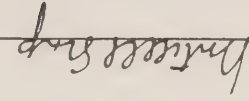
	1982	1981
Coûts à recouvrer au titre de l'exercice	\$7,136,959	\$5,755,288
Dépenses de l'exercice	(38,306)	(4,116)
Autres recouvrements	7,098,653	5,751,172
Coûts à recouvrer au cours de l'exercice suivant	(1,917,971)	(1,957,215)
Coûts de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	1,957,215	1,487,531
	\$7,137,897	\$5,281,488

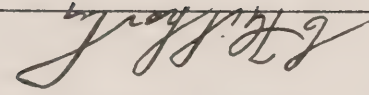
**ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD**  
(Constituée en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord)

État des dépenses et des recettes  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1982

1982	1981
Dépenses	
Traitement et prestations aux employés:	\$ 4,519,297
Location	838,042
Transports et communications	809,405
Services professionnels et spéciaux	518,743
Fournitures et approvisionnements	221,474
Mobilier et matériel	97,744
Information	73,707
Autres	58,547
	5,755,288
Recettes créditées au Fonds du revenu consolidé	
Frais recouvrés de la Foothills Pipe Lines	7,137,897
(Yukon) Ltd. (note 3)	38,306
Autres recouvrements	5,281,488
	4,116
	5,285,604
Excédent des dépenses sur les recettes (des	
recettes sur les dépenses)	\$ (39,244)
Provenance des fonds:	
Crédits parlementaires (note 4)	\$ 7,133,491
Ministères qui ont fourni des services	3,468
gratuitement	1,156
	\$ 5,754,132
	5,755,288

Approuvé par:

  
Le directeur général,

  
L'agent financier supérieur,





VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable H. A. (Bud) Olson, C.P., sénateur  
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1982. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1982 conformément aux conventions comptables décrites dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Le vérificateur général du Canada

Ottawa (Ontario)  
le 15 septembre 1982

## Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartient aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres paliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Le principal bureau administratif se trouve à Calgary et est administré par un directeur nommé par décret, qui s'occupe aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués le 27 juillet 1978. Suite à une nouvelle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska. À l'annexe D, page 36, on trouvera la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mil). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions fâcheuses qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant

# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration, et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi prescrit que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe B le rapport du Vérificateur général pour la période se terminant le 31 mars 1982.

Le budget de fonctionnement de l'Administration pour 1981-1982 s'élevait à 9,1 millions de dollars. Les dépenses réelles ont été de 7,1 millions, soit 2 millions de moins que la somme approuvée par le Parlement. Le nombre d'années-personnes autorisé pour 1981-1982 totalisait 132, dont 105 seulement ont été employées. L'écart entre les prévisions et la réalité tient à l'étalement des plans relatifs à la deuxième étape des travaux de construction des tronçons nord.

L'article 29 de la Loi prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Au cours de l'année, l'Administration a récupéré 7,2 millions de dollars, représentant le solde non recouvré de l'année précédente et une partie des dépenses de 1981-1982. Ce montant a été crédité au Fonds du revenu consolidé.

## Plan des langues officielles

Bien que l'Administration du pipe-line du Nord soit désignée comme un employeur distinct à la partie II de la Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique et ne soit pas assujettie à la Loi sur l'emploi dans la Fonction publique, elle applique généralement les lignes de conduite et méthodes en matière de langues officielles établies pour les autres ministères et organismes gouvernementaux et se conforme autant que possible aux dispositions de la Loi sur les langues officielles.

L'Administration répond aux demandes de renseignements en anglais ou en français et met à la disposition du public des documents dans les deux langues officielles. À Ottawa, les employés, dont 30 pour 100 sont de langue maternelle française, peuvent travailler et recevoir des services dans la langue de leur choix. En tenant compte du principe du mérite, l'Administration fait tout son possible pour équilibrer la représentation des deux groupes linguistiques; par exemple, elle fait annoncer des concours dans les journaux des groupes linguistiques minoritaires. À Calgary, la langue de travail est l'anglais, mais l'Administration fait en sorte qu'au moins deux membres du personnel, un agent et un employé de soutien, puissent fournir des services en français à la population.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle.

Les citoyens qui désirent faire des observations sur l'aspect linguistique des services peuvent communiquer avec le Chef, Services administratifs du siège social à l'adresse figurant à l'annexe D à la page 36.



méthode de contrôle du bris des tuyaux proposée par la firme. Le programme d'essais visait à établir la résistance au bris d'un tuyau de grand diamètre dans des conditions de contrainte semblables à celles qui sont prévues pour les principaux tronçons du gazoduc.

Le rapport sur les essais de résistance confirme l'assertion de la Foothills qu'un tuyau fabriqué selon les caractéristiques techniques proposées a une résistance suffisante pour limiter l'extension des fissures. La méthode proposée par la Foothills repose sur cette conclusion et l'exigence d'une robustesse exceptionnelle en vue de réduire les possibilités d'éclatement du tuyau. L'Administration et l'Office national de l'énergie examinent le rapport sur les essais et le document sur le contrôle du bris des tuyaux au cours du dernier trimestre de 1981, après quoi certaines modifications relatives à la distribution des tuyaux et à la surveillance sont apportées, le tout étant approuvé par l'agent désigné en janvier 1982.

Ces caractéristiques techniques adoptées, il ne reste plus qu'à étudier celles des tuyaux et des raccords pour les travaux de construction de la deuxième étape. Celles-ci sont approuvées par le fonctionnaire désigné en février et mars 1982.

gel verticales, la résistance du sol après le dégel et les conditions de l'eau souterraine à de nombreux endroits le long du tracé projeté du pipe-line et aux emplacements des installations connexes, par exemple les stations de compression et les camps de travailleurs.

Vers la fin de l'année financière, la Foothills entreprend une enquête sur les conditions du sol sur une distance de six kilomètres (quatre mi), au fond du lac Kiluane, le plan d'eau le plus important à faire franchir au gazoduc, selon les plans. L'enquête a pour objet d'établir la stabilité des rives et du fond du lac et les possibilités de liquéfaction advenant un tassement ou un effondrement en cas de séisme.

## Contrôle des bris de tuyaux

Au mois d'août 1981, l'Administration reçoit le rapport final contenant les résultats d'une série de sept essais de résistance des tuyaux effectués par la Foothills (Yukon) entre décembre 1979 et avril 1981 à sa nouvelle installation située près de Rainbow Lake, dans le nord-ouest de l'Alberta. Ce rapport, exigé par les ordonnances techniques, a pour objet d'étayer la

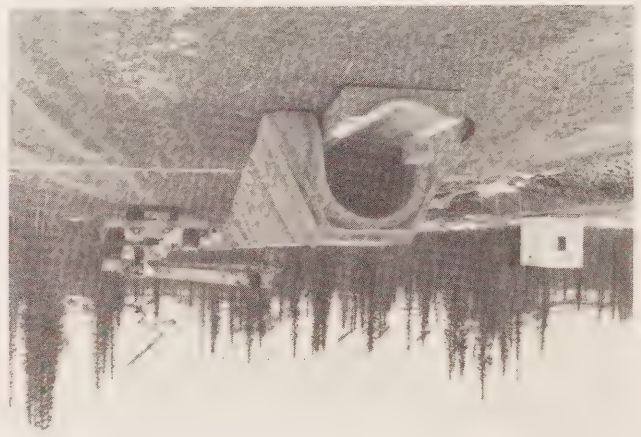
compression du lac Kiluane, elle réussira non seulement à réduire les problèmes de l'affaissement du sol consécutif au dégel, mais aussi à rendre ses opérations plus rentables. Pour maintenir la température du gaz en provenance de l'Alaska à un niveau se situant entre 0° et -5° C, une installation de réfrigération du gaz devra être prévue à la station de compression située au sud de Beaver Creek.

## Programme de forage géotechnique

Comme par le passé, le groupe technique de l'Administration surveille la conduite des études géotechniques exécutées par la Foothills pour connaître les conditions du sol le long du tracé projeté au Yukon et aux emplacements des stations de compression et autres installations.

Outre les trous de sonde forés en vue de connaître l'importance de la couche de pergélisol et de tester la stabilité des pentes d'accès aux ouvrages de franchissement de cours d'eau, la firme poursuit un programme de forage pour vérifier s'il existe du sable et du gravier le long du tracé du pipe-line de la partie méridionale du Yukon.

Parallèlement aux essais effectués sur le terrain et en laboratoire pour déterminer les propriétés et les conditions du sol, la Foothills installe des instruments pour contrôler la température du sol, les poussées de



Dispositif d'expérimentation à la base d'essai de Quill Creek au Yukon. Il s'agit d'une base isolée sur laquelle est déposé le conduit qui est ensuite recouvert d'une structure en béton manufacturé qui le protégera et l'empêchera de réagir verticalement ou horizontalement aux variations de température et de pression.

En décembre 1981, la Foothills (Yukon) annonce sa décision de changer le dernier point d'écoulement à froid, de la station de compression au sud de Beaver Creek, au Yukon, à un point situé à 149 km (93 mi) au sud-est, sur la rive ouest du lac Kiluane. Les résultats de son programme de forage géotechnique, de cartographie et d'analyse ont porté la firme à croire qu'elle a sous-estimé, dans son étude initiale, l'importance de la couche de pergélisol le long de ce tronçon du pipe-line. Par suite de ces travaux, la Foothills considère qu'en acheminant le gaz réfrigéré jusqu'à la station de



Des géotechniciens mettent en place des foreuses qui leur permettront de prélever des carottes-échantillons de terre le long de la route de l'Alaska près du lac Marsh au Yukon.



pression peuvent ultérieurement entraîner un déplacement excessif de la canalisation et même provoquer sa rupture.

Le phénomène inverse se produit lorsqu'une canalisation refroidie transporte un produit à des températures inférieures au point 0°C (32°F) dans une région où le sol est dégelé. Dans ce cas, il y a risque de pousse de gel verticale, ou de soulèvement de la canalisation lorsque l'humidité du sol se transforme en glace. Tout au long de l'année 1981-1982, les promoteurs du gazoduc en Alaska, la Northwest Alaskan Pipeline Company, poursuivent des essais sur ce problème.

Au cours de la construction du site d'essais à Quill Creek, au début de 1981, des tuyaux sont enterrés dans des tranchées classiques ou posés sur des remblais. Ensuite, de l'air chaud est pompé dans le tuyau pour simuler le mouvement du gaz naturel. Autour du tuyau, dans le sol, sont installés des thermistors, instruments qui enregistrent les variations de la température du sol dues à la chaleur du pipe-line et aux changements saisonniers. La Foothills compte comparer les températures enregistrées à celles qui avaient été prévues au moyen des modèles pour établir dans quelle mesure les sols contenant beaucoup de glace peuvent être endommagés par les divers types de pipe-line et modes d'installation.

En outre, on fait à Quill Creek des expériences sur les techniques de contrôle de l'érosion, la préparation des tranchées, les répercussions du forage et du dynamitage, ainsi que sur l'utilisation de glace en fragments pour construire une chaussée protectrice au-dessus de la couche de pergélisol. On procède aussi à des essais en vue de déterminer les conséquences possibles des phénomènes telluriques sur la canalisation, son revêtement ou son système de protection cathodique. Par phénomènes telluriques, on entend les courants électriques qui circulent dans le sol et sont provoqués par les variations du champ magnétique terrestre.

En septembre 1981, la Foothills commence à pré-senter à l'Administration des rapports contenant les données recueillies et les observations faites au site même.

À la mi-septembre 1981, les travaux de construction à Quill Creek reprennent pendant un mois pour permettre à la Foothills d'évaluer les moyens de construire des voies d'accès et des aires de travail dans les régions de pergélisol pendant la période de dégel maximale de la couche de terre au-dessus du pergélisol. Les résultats des essais serviront à déterminer les possibilités de construire en été les voies d'accès et les aires de travail dans les régions soumises au gel et au dégel saisonniers, là où l'installation de la canalisation est prévue sur des remblais.

sion supplémentaire à Richmond. La Foothills (Sask.) reçoit l'autorisation de procéder à la construction de la station de Richmond au début de 1982.

Tout au long de l'année, les ingénieurs de l'Administration sont appelés à se pencher sur plusieurs principes généraux de conception technique, et à contrôler les travaux, notamment:

- l'approbation des caractéristiques des tubes de conduite, valves et raccords pour la deuxième étape;
- l'approbation des critères de tension et leur corrélation avec le plan de canalisation pour l'embranchement est en Alberta et en Saskatchewan;
- les modifications apportées aux études sur le système d'écoulement de façon que le dernier point d'écoulement à froid, au Yukon, soit plus au sud, et modifier la conception technique pour permettre d'utiliser la première étape de l'embranchement est pour le transport de volumes additionnels de gaz naturel, via l'Alberta, pour le compte de TransCanada Pipelines;
- les caractéristiques techniques de construction des stations de compression de la deuxième étape qui serviront à la Foothills (Yukon) en Alberta et en Saskatchewan;
- les critères de conception technique pour les ouvrages d'enjambement de certains cours d'eau et rivières dans le sud du Yukon;
- une série de rapports exposant en détail le potentiel de liquéfaction le long de tronçons particuliers de la canalisation au Yukon; et
- la mise à jour de la description du programme visant à empêcher la pousse de gel verticale.

## Programme d'essai à Quill Creek

Depuis le démarrage des travaux effectués par la Foothills (South Yukon) en avril 1981, le personnel de l'Administration poursuit son activité de surveillance à l'installation d'essais de Quill Creek, à 300 km (186 mi) au nord-ouest de Whitehorse. Ce programme d'essai de diverses conceptions techniques de construction de pipelines dans le pergélisol discontinu aidera à déterminer la façon la plus efficace et la plus économique de s'attaquer au problème de l'affaïssement du sol suite au dégel. Ce phénomène se produit lorsqu'une canalisation souterraine transporte du gaz à une température supérieure au point de congélation de l'eau, ce qui entraîne le dégel du pergélisol environnant et a pour effet d'affaiblir l'assise de la canalisation par suite de l'érosion. Les changements de température ou de



tage de Kingsgate (C.-B.). L'autorisation d'ouvrir cette station est accordée en octobre 1981 et la construc-

tion de l'embranchement ouest prend fin.

Dès la mi-juillet 1981, le fonctionnaire désigné approuve tous les devis pour la première saison de construction de l'embranchement est, en Alberta et en Saskatchewan, conformément aux ordonnances techniques. Émises en janvier 1979, ces ordonnances stipulent que chaque filiale de la Foothills est tenue de faire approuver au préalable par le fonctionnaire désigné les devis et les critères de construction. Les sociétés doivent aussi fournir des renseignements à l'appui de leurs devis, notamment les rapports concernant les essais sur le terrain. En outre, les ordonnances précisent les critères et les méthodes de construction, ainsi que les procédures d'inspection à suivre par les sociétés.

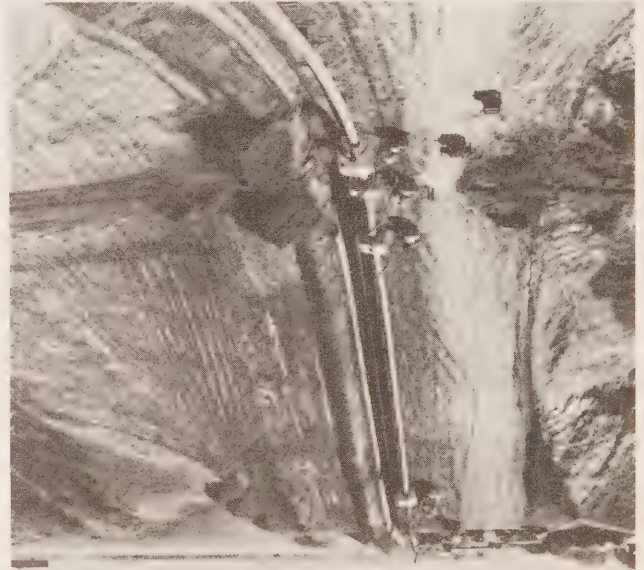
Le programme de construction de 1981 en Alberta comprend l'aménagement de quatre tronçons (une longueur de 171 km (106 mi)), ainsi qu'une station de compression à Jenner. La portion des travaux exécutés en Saskatchewan comprend 258 km (160 mi) de canalisation, ainsi que des stations de compression à Piapot et à Monchy et une station de comptage à Monchy.

Avant de les approuver, les ingénieurs de l'Administration examinent environ 380 plans ainsi qu'un grand nombre de rapports exposant en détail les critères spécifiques de conception des ouvrages pour 1981. Les membres du personnel assistent à tous les essais hydrostatiques du gazoduc pour s'assurer qu'ils sont conformes au règlement de l'Office national de l'énergie, et aux pratiques et procédures établies.

En mars 1982, l'Office national de l'énergie accorde à la Foothills (Alta.) et à la Foothills (Sask.) l'autorisation d'ouvrir la portion de l'embranchement aménagée en 1981.

En ce qui concerne les travaux de construction de l'embranchement est, en 1982, le personnel de l'Administration examine les plans et les rapports concernant les critères spécifiques de conception. Les travaux exécutés en Alberta comportent 207 km (126 mi) de canalisation, en quatre tronçons, la construction d'une seconde unité de compression fonctionnant à l'électrification, à Jenner, et l'installation des dernières vannes. Dès le mois de mars 1982, la Foothills (Alta.) reçoit du fonctionnaire désigné l'approbation de tous les devis requis pour entreprendre les travaux de construction. En Saskatchewan, ceux-ci ont porté sur l'installation de vannes et l'achèvement de la construction des stations de compression à Piapot et à Monchy, la station de comptage de Monchy et une station de compres-

Des soudeuses automatiques sont descendues dans la Irishman's Coulee (est de l'Alberta) à 45m (140 pi) de profondeur.



Dans les régions sablonneuses de l'est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan, le long de l'embranchement est, il faut recourir à des méthodes spéciales de restauration de la couverture végétale, notamment à la plantation d'arbustes, à l'entoussement de paille dans le sol le long des ravins escarpés et de la berge des rivières, et à l'utilisation d'une enfouisseuse de semences Hodder. Utilisée pour la première fois au Canada, sur une distance de 26 km (16 mi) cette machine creuse de petites dépressions dans le sol, ce qui retient l'humidité et assure aux plantes un environnement favorable.

Au cours de l'hiver, le personnel de l'Administration chargé de la protection de l'environnement élabore un plan de vérification des parties terminées de l'emprise en vue d'assurer le respect des conditions de protection du milieu naturel, y compris le contrôle de l'érosion, le rétablissement de la végétation, la stabilité des pentes, la qualité de l'eau et la protection de la faune aquatique et terrestre.

## Travaux techniques

Au début du printemps de 1981, l'Office national de l'énergie accorde à la Foothills (Alta.) Ltd. et à la Foothills (South B.C.) l'autorisation d'ouvrir l'embranchement ouest du gazoduc; en mai, le fonctionnaire désigné de l'Administration donne son approbation à tous les devis pour la construction de la station de comp-

de l'envasement. Une solution satisfaisante est trouvée dans les deux cas. Le troisième rapport porte sur l'interruption de l'écoulement des eaux à Bone Creek (Saskatchewan), qui a entraîné la mort d'un certain nombre de poissons.

Les questions soulevées dans les notes écrites des agents de surveillance ont trait à la protection insuffisante des sites archéologiques, aux fuites d'huile et d'autres fluides sur la surface de l'emprise, ainsi qu'à la longueur excessive des tranchées et l'envasement des cours d'eau, ce qui a inutilement perturbé l'habitat de la faune aquatique et terrestre. Dans tous les cas, les problèmes sont réglés rapidement et de façon satisfaisante.

Au cours de la saison 1981, les trois entrepreneurs constituaient une longueur totale de 439 km (266 mi) de l'embranchement est du gazoduc: 171 km (106 mi), en quatre tronçons, en Alberta et 258 km (160 mi) en Saskatchewan. L'unique interruption importante se produit du 25 juillet au 6 août, lorsque les soudeurs font la grève pendant 10 jours.

Les travaux de construction de 1981 se terminent en novembre et les bureaux de surveillance de Brooks et de Shaunavon sont alors fermés. Le bureau de Medicine Hat demeure ouvert pour la surveillance des travaux de construction de la station de compression qui se poursuivent tout l'hiver, sauf pour un arrêt de la mi-décembre à la mi-janvier.

Les travaux reprennent en mars 1982 pour la construction des 207 km restants (129 mi) de l'embranchement est en Alberta; le niveau d'activité est inférieur à celui de 1981 et deux équipes de surveillance seulement sont envoyées sur place. Une équipe, composée du surveillant principal et d'un adjoint, est affectée à Medicine Hat à la surveillance des travaux de construction de la station de compression. La seconde, comprenant trois agents de surveillance et un agent principal, travaille d'abord à Brooks, puis à Beiseker (Alberta).

Pendant la période d'activités, les communications entre les bureaux de surveillance sur le terrain et le bureau de l'Administration, à Calgary, sont assurées en tout temps au moyen de téléphones, d'unités mobiles de radiotéléphones et de télécopieurs. En 1981, on modifie la façon de présenter les rapports quotidiens en vue de fournir plus de précisions aux divisions pertinentes de l'Administration et de réduire les délais de diffusion. Chaque matin, les agents principaux de surveillance sur le terrain transmettent désormais par télécopieur un rapport contenant des données sur la construction et les progrès accomplis la veille, les problèmes survenus et les solutions trouvées. Ces rap-

## nement

### Mesures spéciales pour la protection de l'environ-

ports sont analysés et convertis, à l'aide d'un micro-ordinateur, en un rapport quotidien de surveillance différent aux fonctionnaires de l'Administration, au bureau du directeur général à Ottawa, à l'Office national de l'énergie et aux ministères provinciaux intéressés. Ce rapport quotidien vise à fournir des données complètes sur les travaux de construction et leur évolution tout au cours du projet.

Outre la surveillance habituelle des travaux de construction décrite précédemment, l'Administration prend certaines dispositions pour réduire les répercussions nuisibles de la construction sur la faune aquatique et terrestre et prévoit la remise en valeur des terres selon diverses modalités.

L'Administration impose des restrictions sur la poursuite des travaux de construction, avant le 15 juillet, dans le voisinage des régions de nidification de la buse rouilleuse, de la buse de Swainson et du faucon des Prairies, le long de l'embranchement est, afin de réduire les risques de perturber ces oiseaux de proie pendant la période de couvaison et de développer des oisillons. Le personnel de l'Administration et de la Foothills chargé d'assurer la surveillance des nids habités ne rapporte aucun abandon.

On constate aussi que l'établissement d'un calendrier des travaux est le moyen le plus efficace de réduire l'impact nuisible sur les mammifères. Il n'y a pas de construction pendant l'hiver, saison où les ongués, comme le chevreuil et l'antilope, sont le plus sensibles aux perturbations. Les agents de l'Administration ont observé les animaux traversant la bande de terre qui constitue l'emprise et surveillé les activités ambiantes et n'ont pas noté d'effets nuisibles.

Aux mesures de protection de l'environnement prises pendant la construction du gazoduc s'ajoutent d'autres dispositions d'égale importance, c'est-à-dire la remise en valeur des terres et la reconstitution de la végétation. Soucieuse surtout de contrôler et de réduire les risques d'érosion, l'Administration exige de la Foothills qu'elle se charge de restaurer dans leur état primitif de productivité les terres ravagées par les travaux de construction ou autres.

Au cours de l'été 1981, et conformément aux plans approuvés par l'Administration, la Foothills ensemence de nouveau la surface de l'emprise correspondant au tronçon sud de l'embranchement ouest en Colombie-Britannique.



emprise sur une terre de la Couronne. On établit également des méthodes qui permettront de donner les grandes lignes des exigences de la Foothills en ce qui a trait aux installations qui seront construites à l'extérieur de l'emprise et de les étudier.

## Surveillance sur le terrain

Les préparatifs de l'Administration en vue d'assurer la surveillance sur le terrain des travaux de construction en 1981 de l'embranchement est du gazoduc en Alberta et en Saskatchewan débutent en avril par un cours d'orientation de deux semaines à l'intention du personnel de surveillance. Des employés supplémentaires sont recrutés pour avoir, sur le terrain, trois équipes de surveillance, chacune dirigée par un surveillant principal qui rend compte au gérant des services régionaux de surveillance ainsi qu'aux gérants des services d'ingénierie et de protection de l'environnement; les bureaux de ces derniers se trouvent tous à Calgary.

Dès le 10 mai, les trois équipes sont sur le terrain, installées d'abord à Olds et Medicine Hat, en Alberta, et à Maple Creek, en Saskatchewan. Une équipe de quatre membres affectée d'abord à Olds, puis à Brooks, est chargée de la surveillance des travaux de construction de la canalisation principale en Alberta confiés à l'entrepreneur Marine Pipeline Construction of Canada Ltd.

Une équipe de trois agents affectée à Medicine Hat et chargée de la surveillance des travaux exécutés par la société O.J. Pipelines Ltd. en vue du franchissement de la rivière Saskatchewan sud, se voit confier par la suite la surveillance de la construction de la station de compression à Jenner (Alberta) par la Brown and Root Ltd. En Saskatchewan, une équipe de cinq personnes affectée initialement à Maple Creek et chargée de la surveillance de la construction, par la Majestic Wiley Contractors Ltd., de la canalisation principale, se rend ensuite à Shaunavon, en Saskatchewan, suivant ainsi la marche des travaux en direction sud-est. L'équipe de Medicine Hat assure la surveillance des travaux préliminaires de construction des stations de compression à Piapot et Monchy, en Saskatchewan, ainsi que ceux des installations de comptage, à Monchy, entrepris en août 1981 par l'Interpro Contractors Ltd. Le personnel assure aussi la surveillance requise des travaux de remise en valeur de la surface de l'emprise, pour l'embranchement ouest, et de construction d'une station de comptage à Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Vu l'intérêt que porte le gouvernement de l'Alberta au projet et les responsabilités qui lui incombent en ce

qui concerne certains aspects de la protection du milieu naturel, l'entente administrative conclue en août 1980 entre l'Administration et le gouvernement provincial est révisée afin de permettre à l'Alberta de fournir des spécialistes à temps partiel pour travailler de concert avec les équipes de surveillance de l'Administration. En Saskatchewan, les autorités provinciales sont pleinement informées des travaux et de tout ce qui touche à la qualité du milieu; le personnel de l'Administration et les fonctionnaires sur le terrain se réunissent périodiquement pour s'assurer qu'il est tenu compte des préoccupations provinciales.

Les agents principaux de surveillance de l'Administration demeurent en contact suivi avec les principaux représentants de la Foothills sur le terrain et discutent avec eux dès le départ de leurs réticences à l'égard du respect des modalités par la firme. Diverses préoccupations particulières font l'objet de notes écrites; chaque fois que la firme omet d'y donner suite, un rapport de non-conformité est dressé. À tout prendre, les questions préoccupantes soulevées par les équipes de surveillance sont relativement peu nombreuses, étant donné que les travaux de construction dans cette région de plaines et de terres cultivées ne posent pas de problèmes graves.

Au cours de la période de construction, en 1981, trois rapports de non-conformité sont dressés, tous liés à la protection du milieu naturel. Le premier porte sur la conservation d'une zone-tampon de végétation entre l'emprise et les cours d'eau, ainsi que sur les méthodes manuelles d'essartage le long des rives des cours d'eau. Le deuxième rapport porte sur l'exécution de travaux dans la région de la rivière Red Deer en dehors de la période prescrite, c'est-à-dire celle durant laquelle le poisson risque le moins de souffrir des effets



Creusage dans les Grandes collines Sand de la Saskatchewan. Cette trancheuse peut creuser un fossé de 3m (10 pi) de profondeur et de 2m (6,5 pi) de largeur de sorte qu'un minimum de 0,8m (3 pi) de terre recouvre le pipe-line.



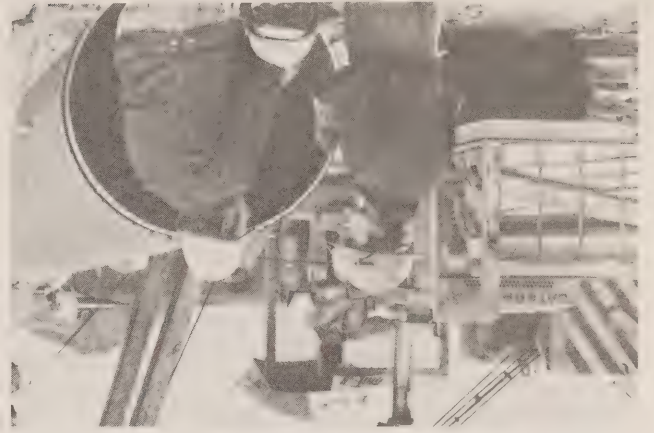
objection n'est réglée qu'après que l'Administration eut entrepris des consultations avec la compagnie et le propriétaire. Le fonctionnaire désigné de l'Administration n'a pas à tenir d'audience étant donné que tout a été réglé par la voie de négociations et de consultations.

Comme le prévoit la Loi sur l'Office national de l'énergie, la Foothills demande au fonctionnaire désigné, au cours de l'année, l'autorisation de prendre des terres supplémentaires pour l'emprise de l'embranchement est du pipe-line en Alberta et pour la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre. Ces terres viennent s'ajouter à l'emprise de 18,3 m (60 pi) de largeur que la compagnie est autorisée à exproprier en vertu de la Loi lorsqu'elle ne réussit pas à conclure d'entente avec un propriétaire.

Suite à cette demande de terres supplémentaires qui permettront à la Foothills de disposer d'une aire de travail permanente et temporaire pour la construction, en 1982, de diverses portions de l'embranchement est en Alberta, le fonctionnaire désigné tient deux audiences. La première, qui concerne 66 propriétaires terriens à lieu en juillet 1981 à Strathmore en Alberta, et la seconde, qui ne concerne qu'un seul propriétaire terrien, a lieu au bureau de l'Administration à Calgary en août et en novembre 1981.

En Novembre 1981, l'Administration tient une autre audience à Rocky Mountain House en Alberta pour étudier les demandes d'acquisition de terres supplémentaires de la Foothills pour la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre. Des 33 propriétaires terriens ou occupants dont les intérêts sont menacés, 14 s'y présentent.

Le fonctionnaire désigné approuve dans chaque cas les demandes de la Foothills, jugeant que les raisons invoquées sont valables.



Une équipe de travail discute «technique» durant la saison de construction de 1981.

En février 1982, deux propriétaires de terres situées le long du tracé proposé de la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre font appel devant la Cour fédérale du Canada de l'ordonnance du fonctionnaire désigné. A la fin de l'année, la question est toujours en suspens.

(On a reporté la construction de la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre, prévue pour 1983, en raison d'un retard de deux ans dans le calendrier de construction de la deuxième étape.)

## Exercice des autres pouvoirs de réglementation fédéraux

Conformément aux dispositions des Lois sur les eaux intérieures du Nord et sur les terres territoriales, dont l'application, aux fins de la construction du pipe-line, est confiée au ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, comme le prévoit la Loi sur le pipe-line du Nord, l'Administration délivre un certain nombre de permis et d'autorisations en 1981-1982.

Au Yukon, quatre permis d'utilisation de terres et un permis d'exploitation de carrière sont délivrés à la Foothills pour lui permettre de procéder à des études géotechniques et des observations météorologiques sur le terrain, de faire des levés le long de la canalisation principale et de poursuivre à Quill Creek des tests sur les diverses méthodes de conception et de construction dans des zones de pergélisol discontinu. L'Administration approuve également les modifications apportées à six permis.

De plus, elle délivre à la compagnie trois permis d'utilisation d'eau au Yukon pour qu'elle puisse procéder à des tests hydrostatiques et alimenter les installations d'essai à Quill Creek, et faire des forages géotechniques le long du tracé proposé du pipe-line qui doit traverser le lac Klouane.

Un représentant de l'Administration en poste à Whitehorse contrôle les permis et autorisations délivrés au Yukon et procède à des inspections sur le terrain pour s'assurer que leurs dispositions sont respectées. Ces enquêtes et études permettent d'arrêter le tracé et la conception finals du pipe-line au Yukon et de préparer les plans, profils et livres de renvoi.

Au cours de l'année, des discussions ont lieu avec le gouvernement du Yukon et le ministère fédéral des Affaires indiennes et du Nord canadien pour définir les modalités qui régiront l'octroi d'un droit de passage à la Foothills (South Yukon) qui désire aménager une



Des grues latérales descendent le pipe-line dans le lit de la Frenchman, dans le sud-ouest de la Saskatchewan.

des diverses filiales de la Foothills qui négocient des ententes d'indemnisation et à s'occuper des préoccupations des propriétaires terriens concernant les tronçons terminés du pipe-line en Alberta, en Saskatchewan et dans le sud-est de la Colombie-Britannique.

## Projet de loi C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie

Le personnel de l'Administration consacre beaucoup de temps au début de 1982 à l'analyse du projet de loi C-60, soit la *Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie*, et de ses règlements d'application.

La loi que le Parlement du Canada adopte le 18 décembre 1981, mais qu'aucune proclamation n'avait encore rendu officielle à la fin de l'année financière, s'intéresse avant tout à l'achat de terres pour la construction du pipe-line.

Elle vise à renforcer les droits des propriétaires terriens que touchent ces projets en apportant des modifications importantes aux méthodes qu'appliquent les compagnies pipelinières dans l'établissement des tracés et l'acquisition des terres, de même qu'à la façon dont s'y prennent les autorités pour examiner les plans, profils et livres de renvoi qui sont soumis à leur approbation.

## Acquisition de terres en Alberta pour l'embranchement est et la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre.

En avril 1981, la Foothills (Alta.) commence à étudier le tracé que suivra, vers le nord, un tronçon de 59 km (37 mi) du gazoduc de la route de l'Alaska, à partir de James River Junction dans le centre-ouest de l'Alberta.

Cette portion initiale de la canalisation principale, appelée canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre, doit servir à tester l'équipement lourd et les techniques qui permettront d'installer des tuyaux de 1 422 mm (56 po) de diamètre sur une distance d'environ 1 792 km (1 053 mi) sur les 2 167 km (1 286 mi) du réseau total au Yukon, en Colombie-Britannique et en Alberta.

Après avoir reçu un exemplaire du Landowner's Information Booklet (Brochure d'information pour les propriétaires), qui donne des renseignements sur le pipe-line à tous ceux que la construction de la canalisation d'essai touchera et qui indique l'emplacement proposé de l'emprise sur chaque propriété, quatre propriétaires terriens indiquent à l'Administration qu'ils s'opposent au tracé proposé par la compagnie. La Foothills satisfait trois des quatre propriétaires en modifiant légèrement le tracé, tandis que la quatrième



Au cours de l'année, le personnel de l'Administration rencontre les représentants de la Foothills pour définir la forme que prendront les plans et les calendriers que les trois filiales, la Foothills (South Yukon), la Foothills (North B.C.) et la Foothills (Alta.), qui construiront le tronçon nord du pipe-line au Canada, doivent lui soumettre en vertu de la Loi. Une fois terminé, le calendrier qu'exige la Loi donnera des listes détaillées des plans et des documents qu'il faudra soumettre à l'approbation de l'Administration avant le début de la construction et indiquera exactement à quel moment la Foothills devra les soumettre et l'Administration les approuver. (Par suite du report de la date d'achèvement de la phase II, annoncé en avril 1982, la compagnie a décidé de retarder l'établissement du calendrier.)

## Taux de rendement incitatif et prévisions des dépenses en fonction des plans définitifs

Tout au long de l'année, les membres du personnel de l'Administration continuent d'analyser, en étroite collaboration avec l'Office national de l'énergie, les prévisions des dépenses de la Foothills en fonction des plans définitifs. Ces prévisions, que l'Office a approuvées, permettent de fixer le taux de rendement incitatif que la Foothills est autorisée à toucher sur ses investissements et qui est calculé suivant une formule préétablie, qui tient compte du coût réel de construction que doit assumer la compagnie.

En août 1981, l'Office rend sa décision sur les prévisions des dépenses pour la 1<sup>re</sup> étape du pipe-line que lui a soumises la Foothills. À la suite d'une audience tenue au printemps de 1981, l'Office approuve des dépenses d'environ 164 031 000 \$ pour l'embranchement ouest, soit une réduction de 2 p. 100 par rapport aux prévisions de la compagnie et, pour l'embranchement est, des dépenses d'environ 621 254 000 \$, soit 5 p. 100 de moins, environ, par rapport aux prévisions de la Foothills. Lors de la tenue de l'audience, la construction de l'embranchement ouest achevait et celle de l'embranchement est était sur le point de commencer. Avant de se prononcer sur les prévisions des dépenses en fonction des plans définitifs de la Foothills pour les tronçons sud, l'Office établit une formule de calcul du taux de rendement consenti à la compagnie dans le cadre du programme relatif au taux de rendement incitatif. Pour les inciter à limiter les dépenses tout en appliquant de saines techniques de conception, de construction et d'exploitation, le taux de rendement incitatif assure aux compagnies propriétaires du gazoduc de la route de l'Alaska un rendement plus élevé sur leurs investissements dans le projet si le coût réel

## Croisements du pipe-line

Comme le coût réel de construction de l'embranchement ouest en Alberta a été de 8,5 p. 100 inférieur aux prévisions et que dans le sud-est de la Colombie-Britannique il a excédé les prévisions de 1,5 p. 100, les taux de rendement pour ces deux tronçons se chiffrent à 18,52 p. 100 et 17,66 p. 100 respectivement.

Au cours de l'année, l'Administration examine et approuve les plans, profils et livres de renvoi nécessaires à la construction, en 1981, de l'embranchement est en Alberta et en Saskatchewan, de même que la plupart de ceux nécessaires à la construction, en 1982, de l'embranchement est en Alberta.

En outre, l'Administration examine et approuve un certain nombre de demandes d'autres compagnies qui veulent croiser l'embranchement est du pipe-line en Alberta en divers endroits.

Pour respecter le principe de «l'organisme centralisateur» qui a présidé à sa création, l'Administration coordonne plus de 40 autorisations, données par d'autres autorités fédérales, de croiser le pipe-line durant la saison de construction de 1981. Au total, 27 ordonnances de croisement de routes et de services publics durant la construction du pipe-line ou vice versa sont délivrées en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie et le ministère des Transports délivre 13 ordonnances de croisement de voies navigables en Alberta et en Saskatchewan. Le Comité des transports par chemin de fer de la Commission canadienne des transports approuve trois ordonnances de croisement de neuf voies ferrées en Alberta, en Saskatchewan et dans le sud-est de la Colombie-Britannique.

Enfin, la Commission de la frontière internationale approuve le croisement, par le pipe-line, de la frontière canado-américaine à Monchy en Saskatchewan, en vertu de la Loi sur la Commission de la frontière internationale.

## Préoccupations des propriétaires terriens

Au cours de l'année financière, le personnel de l'Administration continue à suivre de près les efforts

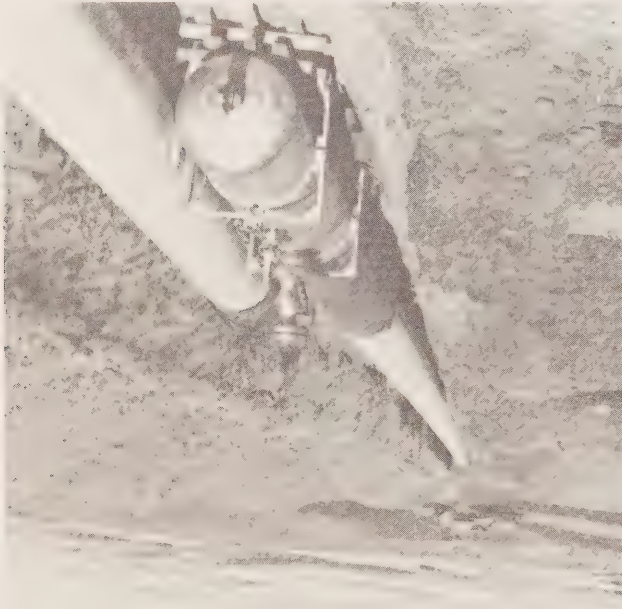


transport des tuyaux des points de déchargement le long de la voie ferrée jusqu'aux sites de stockage et rapporte que le réseau routier et ses usagers n'en ont pas trop souffert.

L'acheminement, en toute sécurité et le plus efficace possible, du matériel et de la main-d'œuvre pose des problèmes de planification épineux car il faudra, pour construire la 2<sup>e</sup> étape du pipe-line dans le nord de l'Alberta, en Colombie-Britannique et au Yukon, traverser des régions très accidentées où l'infrastructure routière est pratiquement inexistante. Les modalités socio-économiques de l'Administration pour le nord-est de la Colombie-Britannique et le Yukon exigent que la Foothills nuise le moins possible au réseau routier existant et que toute nouvelle route construite à ses frais bénéficie à long terme aux localités touchées. À la fin de l'année, la compagnie prépare son plan final en matière de transport et de logistique après un examen exhaustif des projets précédents par l'Administration, les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Yukon et les conseils consultatifs régionaux. Ce plan indique quelles routes la compagnie a l'intention d'utiliser, ainsi que le type de véhicules et leur nombre, dans le but de prouver que le réseau peut accommoder le volume total de trafic qu'entraînera la construction du pipe-line.

L'Administration continue de superviser diverses expériences auxquelles procède la Foothills à l'aide de véhicules et de modes spéciaux de transport de tuyaux de gros diamètre. En février et en mars 1982, la compagnie procède à des essais de transport de trois racords longs de 24 m (80 pi) sur la route de l'Alaska au Yukon et dans le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à Fort Nelson au sud, en utilisant un camion-remorque de conception spéciale. La remorque à quatre essieux est munie de roues arrière qui s'orientent automatiquement en fonction des roues avant. Une expérience semblable a été menée l'hiver précédent, mais le camion-remorque utilisé n'avait que trois essieux et était plus léger. Les responsables des routes, en Colombie-Britannique et au Yukon, ont indiqué qu'ils poseraient certaines conditions à l'utilisation du nouveau véhicule à quatre essieux; ils exigeront en particulier que les entrepreneurs que la Foothills chargera du transport des tuyaux assurent la formation des chauffeurs pour les familiariser avec les véhicules et la route de l'Alaska.

L'Administration passe également en revue les passages consacrés au transport et à la logistique dans certains rapports qu'a exigés de la Foothills le Comité d'évaluations et de révisions environnementales qui s'occupe de questions liées à la construction, par exemple le transport des matières dangereuses, les effets des campements et des aires de détente sur le



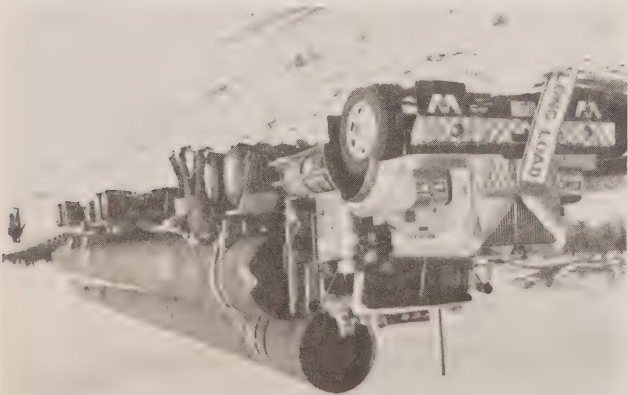
Un tronçon du pipe-line est prêt à subir des essais hydrostatiques sous pression près de Piapot en Saskatchewan. Des têtes témoins renforcées, conçues spécialement à cet effet, sont soudées à chaque extrémité du conduit. On y pompe de l'eau afin de procéder à des tests de pression, laquelle doit atteindre un minimum de 10 863 kPa (1 575,1 lb/po2).

réseau routier actuel et la construction de voies d'accès.

Comme par les années passées, le personnel de l'Administration consulte des représentants des gouvernements fédéral, provinciaux et territorial et des compagnies concernées sur la résistance de l'ensemble du réseau routier actuel par rapport aux exigences de transport pour la construction du pipe-line. Un représentant de l'Administration assiste en janvier 1982 à des exposés détaillés que la Foothills donne, à Calgary, aux représentants de l'industrie du camionnage et, à Vancouver, à ceux de l'industrie du transport maritime.

## Etablissement des calendriers de construction et méthodes de contrôle des dépenses

Avec le début de la construction de l'embranchement est, en juin 1981, la Foothills applique une nouvelle méthode de préparation des comptes rendus des dépenses qu'elle soumet régulièrement à l'Administration du pipe-line du Nord qui lui permet d'inclure dans ses rapports d'étape mensuels des chiffres plus précis et à jour.



Des ensembles articulés autotransporteurs, chargés de tuyaux de 23m (76 pi) qui seront mis à l'épreuve le long de la route de l'Alaska.

tester la résistance à l'éclatement, et aux installations de Quill Creek. La compagnie procède aussi à la mise au point d'un camion-remorque dont les roues arrière s'orientent automatiquement en fonction des roues avant.

L'Administration accroît ses relations avec l'Office of the Federal Inspector sur les questions liées aux achats en vertu des dispositions de l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur un pipe-line et en vertu de l'entente de réciprocité ayant trait aux articles «désignés». Chaque pays peut ainsi prévenir à l'avance son partenaire des achats qu'il va faire.

## Transport et logistique

Tandis que, sur le terrain, le transport et les activités connexes à la logistique nécessaires à la construction de la 1<sup>re</sup> étape du gazoduc de la route de l'Alaska se poursuivent, le processus de planification de la phase II s'accélère.

La livraison du matériel nécessaire en 1981, entre autres les tuyaux, les raccords et les valves, commence dès le début de la saison de construction et se termine au début de septembre.

Au cours de l'hiver 1981-1982, 192 km (120 mi) de tuyaux d'un diamètre de 1 067 mm (42 po) qui permettront de finir, en 1982, l'embranchement est en Alberta, sont expédiés par chemin de fer vers neuf points de déchargement établis près du tracé du pipe-line et transportés par camions jusqu'aux sites de stockage le long de l'emprise même. Les routes publiques sont peu utilisées. Le personnel de l'Administration chargé de la surveillance sur le terrain assiste au

trat initial, la Stelco Inc. et la Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd. fournissent les tuyaux nécessaires en 1981, tandis que la Rockwell International of Canada Ltd. de Barrie (Ontario) et la Borsig Hartmann Valve Ltd. de Calgary (Alberta) fabriquent la presque totalité des valves de gros diamètre. La EPG Taylor Forge Division de Hamilton (Ontario) et la ITT Grinnell de Princeton (Kentucky) assurent une fois de plus presque tout l'approvisionnement en raccords.

La Foothills lance, au cours de l'année, les appels d'offres nécessaires et commande deux composantes importantes des compresseurs. Il s'agit, dans un cas, de remplacer une des deux turbines à gaz qui devait à l'origine être installée à la station de compression de Jenner en Alberta par une turbine à l'électricité de capacité équivalente.

Cette turbine, dont le contrat de fabrication a été accordé à la Siemens Electric Ltd. d'Allemagne de l'Ouest, est dotée, croit-on, du moteur électrique le plus puissant que l'on ait jamais utilisé sur un compresseur de gaz. La Foothills, qui envisage de remplacer les turbines à gaz utilisées dans le sud du Yukon par des turbines électriques, pourra ainsi acquérir une expérience des plus utiles.

La seconde turbine, commandée à la Cooper Rolls Corp. de Mississauga (Ontario), résulte des diverses modifications de conception apportées au pipe-line pour permettre l'exportation à court terme du gaz de l'Alberta; elle sera installée à Richmond (Saskatchewan). La station de compression servira plus tard à acheminer le gaz de l'Alaska. La valeur totale des contrats approuvés par l'Administration équivaut à environ 15 M\$.

Dans le cadre de ses préparatifs pour l'achat du matériel nécessaire à la construction de la phase II et, en particulier, pour accroître sa sécurité d'approvisionnement, la Foothills poursuit ses discussions avec divers fabricants de tuyaux dans l'intention de conclure un contrat de réserve. À la suite de ces discussions, la compagnie demande à l'Administration d'approuver la conclusion avec la Mannesman Handel A. G. d'Allemagne de l'Ouest d'un contrat de réserve qui assurera son approvisionnement en tuyaux si jamais les fournisseurs canadiens sont dans l'impossibilité de respecter leurs engagements contractuels. Le fonctionnaire désigné l'approuve en janvier 1982.

La Foothills continue, au cours de l'année, à accroître la possibilité d'assurer des retombées industrielles au Canada en formant des spécialistes en gestion et en multipliant les travaux de recherche axés sur la technologie des pipe-lines, grâce notamment aux installations d'essai du nord de l'Alberta, qui servent à





Un dispositif spécial permet de faire passer le conduit sous une voie ferrée près de Piapot en Saskatchewan. Alimentée par la machine au premier plan, une tarière, qui se trouve à l'intérieur d'un tuyau, fore un tunnel sous la voie ferrée. Le tuyau est retiré ou «glissé», et le «conduit» ou partie permanente du pipe-line y est inséré.

Le document préliminaire comprend le Plan d'égalité des chances qui décrit les mesures que prendra la compagnie pour assurer la formation et le recrutement d'autochtones et de femmes. Des plans semblables ont déjà été approuvés et mis en œuvre avec succès durant la phase I de la construction au cours de laquelle la compagnie a embauché des autochtones pour l'embranchement ouest. Au total, elle a recruté environ 7,5 p. 100 d'autochtones et 2,9 p. 100 de femmes.

En Alberta, durant la construction de l'embranchement est, en 1981, les autochtones comptaient pour 7,2 p. 100 des personnes-jours d'emploi et les femmes, pour 4,7 p. 100. En Saskatchewan, les proportions sont respectivement de 7,3 p. 100 et de 5,6 p. 100.

En mai 1981, la Foothills (South Yukon) entreprend une série de visites des localités yukonnaises dans le but de recueillir des données qui lui permettront de dresser le profil des intérêts et des aptitudes des habi-

### Retombées industrielles

L'Administration supervise également la mise en œuvre du programme de recrutement et de formation pour l'exploitation et l'entretien que la Foothills créée à l'intention des habitants du Nord. C'est en avril 1981 qu'elle lance sa campagne de recrutement. Sur 250 demandes, elle embauche 21 personnes dont la formation technique en cours d'emploi débute en octobre 1981 auprès, en Alberta, de la Nova, An Alberta Corp., et, en Colombie-Britannique, de la Westcoast Transmission Company Ltd. Ce programme vise avant tout à donner aux habitants du Yukon et du District de la vallée du Mackenzie la possibilité d'occuper entre 125 et 150 emplois permanents liés à l'exploitation et à l'entretien de la partie yukonnaise du pipe-line.

Entre autres responsabilités, l'Administration surveille également la situation du marché du travail et contrôle les conventions collectives.

Cette année encore, la Foothills achète, dans le cadre du projet de construction, des biens et des services, dont le contenu canadien a généré d'importantes retombées industrielles. Dans son rapport sur les retombées industrielles enregistrées durant la période prenant fin le 31 décembre 1981, qu'elle a présentée à l'Administration, la Foothills indique que le contenu canadien de l'embranchement ouest s'élève à 91 p. 100 et celui de l'embranchement est, à 87 p. 100. Selon les estimations, 2 255 et 6 050 années-personnes en emplois directs et indirects ont été créés au Canada pour la construction des embranchements ouest et est respectivement.

Les entreprises établies au Canada continuent de tirer profit d'achats massifs d'articles «désignés» comme des tuyaux, des turbo-compresseurs et des valves et raccords de gros diamètre. En vertu du con-



Vue aérienne, en novembre 1981, des installations de la station de compression en construction à Jenner en Alberta.



En mai 1981, le sénateur Olson, ministre responsable de l'Administration, approuve la Partie I du plan de recrutement qui couvre toutes les activités liées à la construction du pipeline au sud du 60° parallèle nord. En mars 1982, la Foothills (Yukon) dépose la version préliminaire de la Partie II du plan qui concerne, elle, la construction du tronçon yukonnais et l'exploitation de tout le réseau. Le personnel de l'Administration en a d'abord pris connaissance; des représentants de l'Administration, du Conseil consultatif du Yukon et du ministère de l'Emploi et de l'Immigration l'étudieront conjointement au cours de l'année financière 1982-1983.

#### Plan de recrutement et relations du travail

du Sud, à laquelle assistent des personnalités des gouvernements et des milieux d'affaires canadiens et américains. Le 1<sup>er</sup> octobre 1981, plusieurs représentants de l'industrie et du gouvernement canadiens, dont le sénateur Olson, ministre responsable de l'Administration, se rendent à Los Angeles, en Californie, où ils assistent à une cérémonie organisée par la Pacific Gas Transmission Co. pour commémorer la mise en service de l'embranchement ouest. Dans les deux cas, des porte-parole de l'Administration profitent de l'occasion pour avoir des discussions informelles avec leurs homologues américains de l'Office of the Federal Inspector (OFI), dont ils ont rencontré officiellement des représentants à Ottawa en février 1982.

M. Sharp, directeur général de l'Administration, est invité à plusieurs reprises au cours de l'année à prendre la parole en public, entre autres en octobre 1981, devant un groupe de financiers de New York qu'a invités le Consul général du Canada, Kenneth Taylor, et en février 1982, lors de la réunion annuelle de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, à Calgary. Pour marquer le début de la construction de l'embranchement est du pipeline aux États-Unis, la Northern Border Pipeline Co. organise, le 5 mai 1981, une cérémonie officielle à Aberdeen, dans le Dakota

Le personnel des bureaux de l'Administration à Vancouver et à Whitehorse continue tout au long de l'année à rencontrer les gens et les groupes qui vivent dans la région que doit traverser le pipeline dans le nord-est de la Colombie-Britannique et au Yukon.

Le personnel de l'Administration suit par ailleurs de près le déroulement des négociations que mène le groupe Foothills avec les propriétaires terriens de l'Alberta et de la Saskatchewan de qui il veut acquérir des terres le long du tracé de l'embranchement est. Des représentants de l'Administration visitent en outre chacune des localités établies le long de cet embranchement pour renseigner la population sur le rôle de celle-ci dans le projet et pour faire en sorte que les intérêts locaux soient pris en compte.

et des travaux ultérieurs de renouvellement de la végétation.

tives à la construction du pipeline sur leurs propriétés

raux, sur diverses questions comme la main-d'œuvre et la formation, les indemnités pour la perte de moyens de subsistance et les plans écologiques et socio-économiques préliminaires de la Foothills pour la construction de la deuxième étape du pipe-line.

### Conseils consultatifs régionaux

Au cours de sa première année et demie d'existence, le Conseil consultatif du nord de la Colombie-Britannique en est venu à la conclusion qu'en ce qui concerne la construction du gazoduc de la route de l'Alaska en Colombie-Britannique, les questions qui préoccupent avant tout les habitants du nord de la province sont l'emploi et la formation, les possibilités offertes aux entreprises locales et l'amélioration du transport. Comme le prévoit la *Loi sur le pipe-line du Nord*, le Gouverneur général en conseil, en septembre 1980, donne aux 10 membres du Conseil mandat de guider le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord sur toutes les questions ayant trait au pipe-line.

Depuis sa création, le Conseil a soumis deux documents au ministre. Le premier, qui date de mai 1981, recommande d'instituer une taxe pour faire en sorte que les habitants du nord-est de la Colombie-Britannique ne soient pas les seuls à assumer l'accroissement du coût des services sociaux et des travaux d'équipement qu'entraînera la construction du pipe-line. Dans le second, daté de février 1982, il souligne qu'il veut, d'une part, que la Foothills (North B.C.) offre des emplois aux travailleurs locaux et assure leur formation et, d'autre part, qu'elle ait recours aux services des petites entreprises locales dont les employés ne sont pas syndiqués.

Tout au long de l'année, le Conseil rencontre régulièrement les représentants de l'Administration et de la Foothills (North B.C.) et consulte des représentants des syndicats, des groupements autochtones, de la B.C. Rail et des Chambres de commerce locales. Il ouvre en outre, en février 1982, un bureau à Fort Nelson pour avoir un contact plus direct avec la population locale sur tout ce qui touche le pipe-line.

En septembre 1981, le ministre nomme Margaret Elizabeth Todrick de Fort St. John membre du Conseil, en remplacement de Patrick Walsh qui, après avoir été le premier président du Conseil, a démissionné pour assumer sa nouvelle charge de commissaire et d'administrateur du district de Tumbler Ridge (C.-B.). Le Conseil élit ensuite Don Edwards de Fort Nelson à la présidence. En mars 1982, Jack Hannam de Fort St. John

est nommé vice-président; il remplace George Miller de Lower Post qui a remis sa démission après avoir accédé à un poste de direction au sein du Conseil Kaska Dena.

Citons, entre autres faits saillants, une rencontre des Conseils consultatifs du nord de la Colombie-Britannique et du Yukon, le 28 novembre 1981, à Fort St. John. Un membre du Conseil d'administration du Impact Information Centre de Fairbanks (Alaska) a expliqué au groupe quels sont l'objectif et le rôle de l'organisation que la ville a mis sur pied lors de la construction de l'oléoduc Alyeska pour recueillir et diffuser de l'information sur les effets du projet. Le Conseil consultatif du Yukon exerce des pressions en faveur de la création à Whitehorse d'un centre semblable qui serait chargé d'évaluer les effets du gazoduc de l'Alaska sur le Yukonnais moyen.

L'Administration du Yukon a des entretiens au cours de l'année avec le Conseil consultatif du Yukon, créé par le Cabinet fédéral en février 1979 et présidé par Don Roberts de Whitehorse, pour élaborer une proposition de mise sur pied, sous l'égide du gouvernement, de programmes de formation d'ouvriers qualifiés en construction. Le Conseil s'intéresse de près à tout ce qui touche le projet, par exemple les possibilités offertes aux petites entreprises, les indemnités versées aux trappeurs et aux chasseurs pour la perte de leurs moyens de subsistance, le tracé proposé du pipe-line, qui doit traverser la région du défilé Ilex près de Whitehorse, les tracés de remplacement et l'alimentation, en gaz naturel de l'Alaska, des collectivités yukonnaises qui jalonnent le pipe-line, une fois qu'il sera terminé.

En mai 1981, le président du Conseil et l'honorable H. A. (Bud) Olson, ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, se rencontrent à Whitehorse. En juin, des membres du Conseil ont la possibilité de fournir des précisions aux membres du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord au sujet du rôle et des activités du Conseil.

### Autres consultations publiques

Dans le sud-est de la Colombie-Britannique, les travaux de construction s'achèvent et le renouvellement de la végétation sur l'emprise progresse le long de l'embranchement ouest, et le personnel de l'Administration à Vancouver reste en contact avec le Conseil des Indiens Kootenay et d'autres groupements d'intérêts locaux. Plusieurs rencontres sont organisées au cours de l'année avec les propriétaires terriens de la région de Yahk (C.-B.) pour discuter de questions rela-



préliminaires qui traitent, entre autres questions, de transport et de logistique, d'information, de consultation et de liaison, et de plans de chantiers. Dans le même ordre d'idées, des représentants de la compagnie et de l'Administration rencontrent toutes les bandes indiennes établies le long du corridor yukonnais qu'emprunte le pipe-line.

Des membres du bureau de l'Administration à Whitehorse établissent, de concert avec le Bureau des revendications des autochtones du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, un processus de résolution, avec les bandes concernées, de tous les conflits dans lesquels s'opposent les besoins en terres pour la construction du gazoduc de la route de l'Alaska et les intérêts territoriaux traditionnels des tribus indiennes du Yukon.

Durant la construction de la première étape du pipe-line, les autochtones représentaient 7,4 p. 100 de la main-d'œuvre affectée à l'embranchement est en 1981, soit un pourcentage équivalent à celui enregistré lors de la construction de l'embranchement ouest l'année précédente.

Plusieurs contrats connexes à la construction du pipe-line en Alberta sont confiés à des entreprises autochtones, dont la Longbranch Contractors Ltd., d'Atikameg (Alberta), qui est chargée d'essarter les 54 premiers kilomètres (34 mi) de l'emprise de l'embranchement est, et la Noceta Enterprises Ltd., de Grande Prairie (Alberta), qui reprend de renouveler la végétation le long des tronçons qui passent près de Olds et de Brooks.

En mai 1981, l'Administration enjoint à la Foothills (South B.C.) d'interrompre les travaux sur l'embranchement ouest, dans le sud-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à ce que la question du recrutement des autochtones de la région soit réglée avec le Conseil des Indiens du district de Kootenay. Par suite des négociations entre les représentants de l'Administration, du Conseil et de la compagnie, les autochtones participent au nettoyage. La Kootenay Indian Enterprises Ltd. obtient également un contrat de renouvellement de la végétation sur l'emprise dans le sud-est de la Colombie-Britannique. Environ 15 Indiens exécutent le travail en moins de temps que prévu, du 20 juillet à la mi-septembre.

## Coordination fédérale-provinciale-territoriale

Cette année encore, le Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial s'est réuni tous les trimestres. Institué en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord,

le Conseil, composé de hauts fonctionnaires de l'Administration, de représentants des gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Yukon, coordonne toutes les activités liées au gazoduc de la route de l'Alaska.

Lors de la réunion du 16 septembre 1981 tenue à Dawson City (Yukon), l'honorable Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration, signe, au nom du gouvernement du Canada, un protocole d'entente avec le gouvernement de la Saskatchewan. Semblable à celui conclu l'année précédente avec l'Alberta, le protocole pose les jalons de la concertation et de la coopération sur toutes les questions ayant trait à la planification, à la construction et à l'exploitation du pipe-line en Saskatchewan, et notamment aux plans socio-économiques et écologiques, au tracé final du gazoduc, à l'octroi de droits fonciers sur des terres de la Couronne provinciale et à la surveillance des travaux de construction du pipe-line.

Au cours de l'année, l'Administration consulte des organismes gouvernementaux et administratifs provinciaux et territoriaux, de même que des ministères fédé-



L'honorable Mitchell Sharp, Directeur général de l'Administration du pipe-line du nord (à gauche), et Harold S. Milligan, Administrateur et chef de l'exploitation, en visite sur le site de l'embranchement est, en Alberta.



Tout au long de l'année, le personnel de l'Administration des Indiens de l'Alberta, de l'Union des chefs indiens de la Colombie-Britannique (UCICB), de l'Association des Métis de la Colombie-Britannique, des Nations indiennes unies et des Centres d'accueil locaux pour les Indiens. Deux nouveaux organismes indiens voient le jour dans le nord-est de la Colombie-Britannique: le Conseil Kaska Dena, qui représente 830 Indiens inscrits et non inscrits qui habitent au nord et à l'est de Fort Nelson, et la Treaty 8 Tribal Association, porte-parole de 1,000 Indiens inscrits regroupés en sept bandes établies à Fort Nelson même et au sud de la ville.

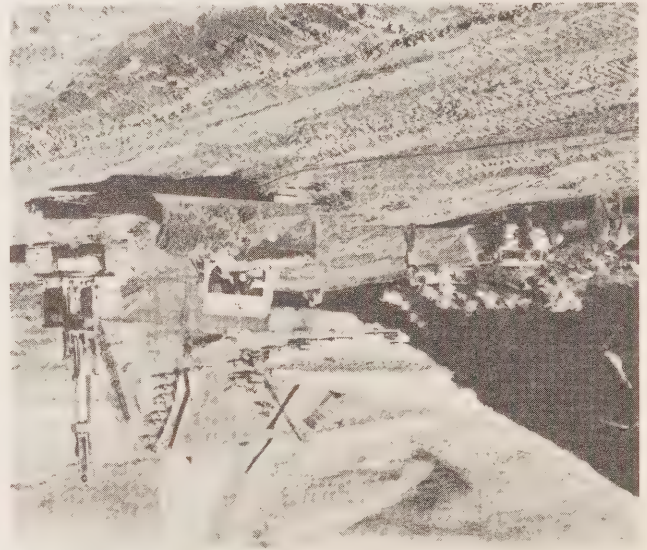
Le Conseil Kaska Dena a été créé récemment pour appuyer les revendications foncières des Indiens du nord-est de la Colombie-Britannique. Suivant le tracé proposé, le pipe-line traverse une partie des terres que le Conseil a revendiquées auprès du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien en février 1982.

L'Administration et la Foothills (North B.C.) rencontrent, au début de 1982, chacun de ces groupements autochtones pour leur communiquer les dernières modifications apportées aux plans de construction du pipe-line dans le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi que leurs propositions concernant le tracé du pipe-line et des voies d'accès et les emplacements des stations de compression et des baraquements de chantier.

En novembre 1981, l'UCICB termine un contrat de cinq mois que lui a confié l'Administration et aux termes duquel l'Union devait se rendre dans les localités pour discuter du tracé général du pipe-line dans le nord-est de la Colombie-Britannique et des effets qu'il aura sur les territoires réservés traditionnellement à la chasse et à la pêche, et sur les activités culturelles. Une fois les travaux préparatoires terminés, les parties intéressées décident, afin de procéder à des consultations plus approfondies, de conclure un autre contrat, avec la Treaty 8 Tribal Association cette fois. A cette fin, l'Administration entame des négociations au printemps. Elle négocie en outre, vers la fin de l'année financière, des contrats du même type avec le Conseil Kaska Dena et l'Association des Indiens de l'Alberta.

En février 1982, des représentants de la Foothills visitent plusieurs localités yukonnaises établies le long du tracé du pipe-line, pour donner à la population l'occasion de répondre à ses plans socio-économiques

Le pipe-line traverse la Saskatchewan-Sud, dans l'est de l'Alberta. Alors qu'une grue latérale submerge le premier tronçon, un bouteur, ancré sur la rive opposée, le hale à l'aide de câbles.



territorial concernés et de certains groupements d'Intérêts, par exemple les collectivités autochtones et les associations de trappeurs et de chasseurs.

Au cours de l'année, l'Administration crée un groupe de travail qu'elle charge d'étudier les divers aspects sociaux, culturels, économiques et biologiques de la question. Composé de trois hauts fonctionnaires de l'Administration et d'un conseiller auprès du directeur général, W. Winston Mair, qui a présidé les audiences de l'Administration en Colombie-Britannique en 1979, le groupe rencontre à plusieurs reprises au début de 1982 des représentants de la Foothills pour discuter en termes généraux du contenu d'une éventuelle politique d'indemnisation. En avril, l'Administration organise une série de rencontres avec les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Yukon et divers groupements d'intérêts. Toutes les parties s'entendent pour dire qu'il faut, comme le soulignent les modalités écologiques de l'Administration, accorder la priorité absolue à la réduction ou à la prévention des effets nuisibles pour le milieu.

L'Administration conclut, au cours de ces discussions, avec la Treaty 8 Tribal Association de la Colombie-Britannique un contrat aux termes duquel cette dernière doit consulter les collectivités et les bandes du nord de la Colombie-Britannique et faire part à l'Administration de l'opinion des divers groupements autochtones sur les indemnités pour perte de moyens de subsistance, sur le tracé du pipe-line et sur son aménagement.



Vers la fin de l'année financière, l'étude de 10 des 12 plans socio-économiques préliminaires, dont ceux qui ont trait aux télécommunications et au transport et à la logistique et qui concernent également le nord-est de la Colombie-Britannique, est presque terminée. L'Administration examine cinq plans préliminaires pour le nord-est de la Colombie-Britannique.

Avant le début, en mars 1982, de la deuxième saison de construction de l'embranchement est, en Alberta, l'Administration approuve les plans pertinents du tracé du pipe-line, les modifications aux plans écologiques et au manuel de procédures de la Foothills sur les méthodes de préservation de la couche arable en Alberta. Le gouvernement albertain participe à l'étude des documents soumis par la compagnie par l'entremise de représentants du bureau du coordonnateur du pipe-line du ministère des Affaires fédérales et intergouvernementales (AFI) et des membres du comité provincial de surveillance de la mise en valeur des terres et du renouvellement de la végétation.



Membre d'une équipe de travail à l'œuvre au cours de la construction en 1981.

## Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon

Dans un rapport publié en août 1981, le Comité fédéral d'évaluations environnementales (CEE), chargé d'étudier les effets sur le milieu de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska au Yukon, recommande de faire passer le pipe-line au nord et à l'ouest de Whitehorse. À l'origine, la Foothills (South Yukon) proposait de contourner la ville en passant par le défilé Ilex, au sud, et le CEE avait étudié la question en juin 1981, lors d'une audience publique de deux jours et demi à Whitehorse.

En septembre 1979, le CEE relève, dans un rapport préliminaire présenté au ministre de l'Environnement, ce qu'il considère comme des lacunes dans la Déclaration sur les répercussions écologiques qu'a soumise la compagnie. Au cours de l'année, l'Administration examine et soumet au Comité les derniers documents recus de la compagnie en réponse aux demandes de précisions concernant la protection de la faune aquatique et terrestre, les données géotechniques et hydrologiques, la conception du pipe-line, le renouvellement de la végétation, les traces de remplacement, l'aménagement des pipe-lines et le calendrier de construction. Dès le mois d'avril 1982, les préparatifs vont bon train pour la tenue à Whitehorse d'une dernière audience technique du Comité d'évaluations environnementales du gouvernement fédéral, pour étudier les documents préparés par la compagnie et les objections soulevées par les parties intéressées.

## Indemnités pour la perte de moyens de subsistance

L'Administration se préoccupe depuis longtemps, entre autres choses, de l'établissement d'un mode d'indemnisation juste et efficace des personnes, autochtones et autres, dont les activités traditionnelles seront peut-être perturbées par suite de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska, sur les territoires qu'ils utilisent, et qui perdront ainsi leurs moyens de subsistance.

Entre autres promesses, la Foothills (Yukon) s'est engagée devant l'Office national de l'énergie, en 1977, à indemniser les chasseurs et les trappeurs pour toutes les pertes subies. Au cours de l'année financière visée dans le présent rapport, l'Administration et la compagnie prennent des mesures en vue d'élaborer une politique d'indemnisation appropriée, qui tienne compte des préoccupations des gouvernements provinciaux et

# Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord

## Activités de l'Administration

Dès le début de l'année, l'Administration connaît une activité fébrile lorsque l'Office national de l'énergie autorise la Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. et la Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. à inaugurer l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska qui traverse le sud-ouest de l'Alberta et le sud-est de la Colombie-Britannique.

En mai 1981, l'Administration approuve les plans que lui ont soumis la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. et la Foothills (Alta.), conformément aux modalités écologiques et socio-économiques, en vue de la mise en train des travaux de construction de l'embranchement est, qui traversera le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan. Dès que le fonctionnaire désigné de l'Administration rend, à la fin mai, une série d'ordonnances autorisant la Foothills (Alta.) et la Foothills (Sask.) à poursuivre les travaux, celles-ci entreprennent la construction de trois canalisations placées chacune sous la responsabilité d'une équipe de surveillance de l'administration.

L'Administration étudie au cours de l'année 441 documents différents du groupe Foothills qui ont trait à la construction des embranchements est et ouest et à la deuxième étape du projet, dans le Nord canadien. Au nombre des demandes approuvées, 20 concernent les modalités écologiques et socio-économiques et 94 l'élargissement de l'emprise en Alberta et en Saskatchewan, tandis que 7 sont en fait des contrats, des ententes et des recommandations d'achat pour divers ses composants du pipe-line.

## Examen des plans socio-économiques et écologiques

L'Administration approuve, au tout début de l'année financière, les calendriers de présentation et d'étude des plans socio-économiques et écologiques que lui ont soumis respectivement la Foothills (South Yukon) et la Foothills (North B.C.) pour la construction du pipe-line dans le sud du Yukon et le nord-est de la Colombie-Britannique. Chaque compagnie décrit comment elle entend respecter les modalités que l'Administration a fixées pour chaque tronçon du pipe-line. À la fin de l'année financière, le Gouverneur général en conseil attendait toujours de savoir si les modalités applicables au tronçon yukonnais respectent les dispositions de la Charte canadienne des droits et libertés sur la mobilité avant de les approuver.

Au cours de l'année, le personnel de l'Administration étudie, de concert avec les gouvernements provincial et territorial et avec les conseils consultatifs régionaux, toute une série de plans préliminaires pour les tronçons du Yukon et du nord-est de la Colombie-Britannique. Entre autres choses, les compagnies y expliquent comment elles comptent renseigner les localités et les groupements intéressés sur le projet, avant et durant la construction et incluent un plan en matière de transport et de logistique, pour assurer l'acheminement du matériel et les déplacements de la main-d'œuvre, ainsi que des prévisions sur la taille, le calendrier d'établissement et l'emplacement des campements de chantier. L'Administration reçoit également 4 plans de protection du milieu sur les 20 requis pour le tronçon yukonnais.



En avril 1978, la Chambre des communes a créé le Comité permanent sur les pipe-lines du Nord, dont le mandat est de surveiller l'application de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et les activités de l'Administration du pipe-line du Nord pendant toute la durée des travaux. En juin de la même année, le Sénat a adopté une mesure semblable en créant le Comité spécial sur le pipe-line du Nord.

Pendant l'année, le comité de la Chambre des communes s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre

les témoignages des représentants de l'Administration. En juin 1981, ceux-ci ont présenté un exposé spécial sur le rôle unique de l'Administration, chargée de réglementer le projet du gazoduc de la route de l'Alaska et d'en faciliter la réalisation.

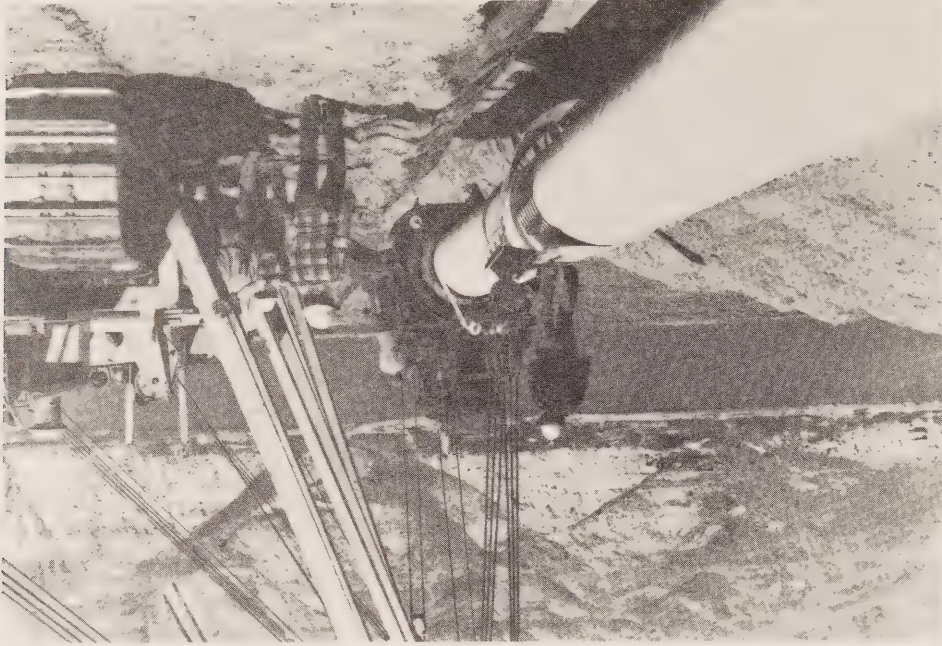
Au printemps de 1981, les membres du comité sénatorial se sont rendus au Yukon et en Alaska pour courir certains points du tracé afin de se familiariser avec les répercussions éventuelles des travaux. Cette démarche leur a permis de rencontrer des membres de l'Administration, le personnel du U.S. Office of the Federal Inspector, et les hauts fonctionnaires de l'Etat de l'Alaska ainsi que des représentants de l'industrie, de groupes d'intérêt et d'organisations autochtones.

## Première étape: construction des embranchements est et ouest

Le 21 mai 1981, l'Office national de l'énergie autori-

salit la mise en service de l'embranchement ouest traversant le sud-est de la Colombie-Britannique. Dès le lendemain, commençait la construction de l'embranchement est dans les provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan. A l'automne de 1981, comme nous l'avons déjà mentionné, l'embranchement ouest acheminait pour la première fois du gaz naturel dans le sud de la Californie. En décembre, les deux tiers environ de l'embranchement est étaient achevés, dont toute la partie située en Saskatchewan. Au printemps de 1982, les travaux reprenaient sur les derniers tronçons du gazoduc et une station de compression en Alberta ainsi que sur trois stations de compression et une station de comptage en Saskatchewan. (La première livraison de gaz par l'embranchement est vers les marchés du Midwest américain a été effectuée le 1<sup>er</sup> septembre 1982.)

En août 1981, à la suite des audiences publiques au cours desquelles avaient été examinés les devis finals des tronçons sud établis par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., l'Office national de l'énergie a communiqué ses motifs de décision. Dans son rapport, il approuvait des dépenses de l'ordre de \$164,031,000



Enrobage du pipe-line à l'endroit où il traversera la Saskatchewan-Sud dans l'est de l'Alberta.

pour l'embranchement ouest, réduisant ainsi de 2 % les estimations de la société. Pour l'embranchement est, il approuvait un montant de \$621,254,000, soit à peu près 5 % de moins que les coûts prévus par la Foothills. Les coûts approuvés n'incluaient pas les frais engagés pour l'affectation des fonds pendant les travaux et certaines autres dépenses relatives au processus de réglementation des autorités compétentes. (Par la suite, les devis finals ont été révisés pour tenir compte du coût réel de construction de l'embranchement ouest et d'un changement majeur des plans de l'embranchement est.)

Un député néo-démocrate de Vancouver-Kingsway, M. Ian Waddell, a engagé des poursuites en Cour suprême de la C.-B. contre le gouvernement du Canada, car il conteste la décision prise par ce dernier en juillet 1980 d'approuver la construction préliminaire des tronçons sud du gazoduc de la route de l'Alaska. M. Waddell prétend que le gouverneur en conseil a outrepassé ses pouvoirs en modifiant les modalités de la Loi sur le pipe-line du Nord de façon à autoriser ces travaux. Au terme d'une audience préliminaire tenue en juillet 1981, le juge Murray a déclaré que la Cour suprême de la Colombie-Britannique était compétente à connaître de l'affaire et que le demandeur était autorisé à tenter le procès. Le gouverneur en conseil et le groupe Foothills en ont appelé de la décision du juge Murray devant la Cour d'appel de la C.-B. au cours de l'été de 1981. L'affaire n'avait pas encore été jugée à la fin de l'année financière.



## Faits saillants—Canada

### Canalisation principale

Bien que la supervision des travaux de la première étape ait fortement sollicité leur attention tout au long de l'année financière, les cadres de l'Administration du pipeline du Nord se sont aussi occupés de la planification, de la recherche et des consultations touchant la conception et la construction du réseau qui fait l'objet de la deuxième étape des travaux dans le nord du Canada.

La société promotrice canadienne, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., a poursuivi l'élaboration des nombreux plans et études exigés par les ordonnances techniques et les modalités socio-économiques et écologiques de l'Administration. En mai 1981, le ministre responsable de l'Administration, le sénateur H. A. (Bud) Olson, a approuvé le plan de recrutement de la société pour l'ensemble du réseau canadien, exception faite de celui du Yukon.

En juin 1981, le Comité d'évaluations environnementales a repris ses audiences publiques à Whitehorse, Yukon (comme nous le verrons avec plus de détails dans les pages qui suivent) pour examiner la proposition de la Foothills de faire passer le gazoduc par la vallée Ibex, entre autres possibilités. Invoquant les risques d'ordre écologiques que comporte cette solution pour la vallée, le Comité a recommandé de faire suivre au gazoduc un autre tracé qui contournerait Whitehorse, recommandation qui a reçu l'appui du ministre de l'Environnement. À la fin de l'année, la question était toujours en suspens, le gouvernement du Yukon devant examiner les plans en cours d'élaboration sur l'aménagement de la vallée Ibex.

Pendant l'année, la compagnie a examiné plusieurs autres questions, et notamment les méthodes d'installation des canalisations dans les zones de pergélisol discontinu du Yukon. La Foothills a également livré à l'Office national de l'énergie son rapport final sur la série d'essais de résistance des tuyaux à grand diamètre effectués au cours des dernières années dans ses installations du nord de l'Alberta. L'Office a entériné les conclusions du rapport.

Pendant toute l'année visée, les représentants de l'Administration ont continué de consulter leurs homologues américains de l'Office of the Federal Inspector sur diverses questions d'intérêt mutuel. Lors d'une réunion tenue à Ottawa en mars 1982, ils ont décidé de se rencontrer dorénavant tous les trimestres afin de suivre de plus près l'avancement des travaux.

Lorsque les équipes ont quitté les chantiers pour l'hiver, environ 77 pour 100 des 1 321 km (821 mi) de l'embranchement est, dont se chargeait la Northern Border Pipeline Co., étaient installés. Les travaux ont repris en mars 1982. (La première livraison de gaz dans le Midwest américain par l'embranchement est a été effectuée le 1<sup>er</sup> septembre 1982.)

Pendant l'année, l'Office of the Federal Inspector (OFI) a approuvé les devis finals pour la construction préliminaire des tronçons sud. Les dépenses approuvées pour l'embranchement est, frais de financement exclus, s'élevaient à environ 1,16 milliard de dollars U.S. (de 1979). L'OFI a de plus approuvé les devis finals de la première partie de l'embranchement ouest, qui correspond à environ 168 millions de dollars U.S. (de 1981).



Lors d'une cérémonie organisée par la Pacific Gas Transmision Co. à Los Angeles, le 1<sup>er</sup> octobre 1981, le Sénateur H.A. (Bud) Olson, ministre responsable de l'Administration du pipeline du Nord, expose la participation du gouvernement canadien au projet de gazoduc de la route de l'Alaska.



En janvier 1982, plusieurs membres du Sénat et de la Chambre des représentants, appuyés par les procureurs généraux de cinq États et des groupes de consommateurs, ont déposé une plainte auprès de la cour fédérale des E.-U. Ils contestaient, pour des motifs liés à la procédure, les dispositions de renonciation votées par le Congrès et l'action de la Federal Energy Regulatory Commission qui avait modifié le certificat conditionnel pour incorporer l'usine de traitement au réseau. (La plainte a été rejetée en avril de la même année.)

Au cours de l'année, la Federal Energy Regulatory Commission a présenté un rapport provisoire sur les prévisions des dépenses de construction du réseau de l'Alaska, dans lequel elle souscrit aux conclusions d'experts-conseils indépendants (William Brothers) qui recommandent de diminuer le budget d'immobilisations du promoteur en réduisant les dépenses de 8,13 à 6,73 milliards de dollars U.S. (1980), frais de financement exclus. Elle a en même temps différé ses décisions sur plusieurs questions connexes. Le dossier était encore à l'étude à la fin de l'année financière.

Le 16 mars 1982, comme nous l'avons déjà indiqué, M. Anthony Sousa, chargé des questions intéressant le projet du gazoduc à la Federal Energy Regulatory Commission, a présidé une conférence au cours de laquelle les promoteurs ont fait le point et expliqué comment ils entendaient satisfaire à toutes les conditions de financement et de réglementation.

Ils ont pour la première fois déclaré publiquement qu'ils cherchaient à fixer la date de la mise en service au 1<sup>er</sup> novembre 1987, soit un an plus tard que prévu. Ce nouvel objectif pouvait être atteint à la condition que le plan de financement soit déposé avant le 1<sup>er</sup> juin 1982 et attesté par la FEREC avant le 1<sup>er</sup> décembre.

Les promoteurs ont porté à l'attention de la FEREC plusieurs questions qu'elle se doit de régler pour faire honneur à cette échéance, notamment l'approbation des dépenses préliminaires par les promoteurs, l'approbation du montant des dépenses pouvant être transmises au consommateur par expéditeur interposé. Ils ont en outre exposé les grandes lignes d'un calendrier fixant au 1<sup>er</sup> juillet 1982 la date limite pour présenter à la FEREC certains documents parmi lesquels des renseignements sur le tarif, un plan de financement, une étude sur les possibilités de commercialisation du gaz, un examen des avantages économiques nets pour le pays et des modifications au contrat d'association.

À la demande expresse des promoteurs américains, qui voulaient hâter autant que possible les formalités de réglementation, M. Sousa a proposé que les travaux se déroulent par étapes sous forme de conférences

Ces et que les examens menant à la délivrance de l'attestation finale se limitent à des formalités plus simples. (Comme nous l'avons mentionné précédemment, les participants au projet ont dû, en raison de la conjoncture économique, conclure à l'impossibilité d'achever les travaux avant 1987. Ils ont indiqué qu'ils s'emploieraient à terminer le tout avant la fin de 1989, mais que cette date pouvait être avancée d'un an.)

### Première étape: construction des embranchements est et ouest

La construction des tronçons sud du réseau américain s'est poursuivie tout au long de l'année.

Les travaux amorcés en décembre 1980 ont progressé pendant la première moitié de l'année financière de sorte qu'on a pu réaliser sur 258 km (160,5 mi) le doublement du Pacific Gas Transmission System, premier tronçon de l'embranchement ouest américain, qui s'étend de Kingsgate (C.-B.), à la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). On a aussi effectué, sur 565 km (361 mi) le doublement des réseaux de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, connus sous le nom de Western Delivery System, pour permettre la livraison des réserves excédentaires de gaz canadien vers les marchés de la Californie. (Au cours de la phase II, l'embranchement ouest sera prolongé jusqu'à Antioch (Californie) sur une distance d'environ 1 464 km (911 mi).)

Le 1<sup>er</sup> octobre 1981, sur l'initiative de la Pacific Gas Transmission Co., des représentants canadiens et américains du gouvernement et de l'industrie se sont réunis à Los Angeles (Californie) pour prendre part à une cérémonie soulignant l'entrée en service du gazoduc et sa première livraison de gaz.

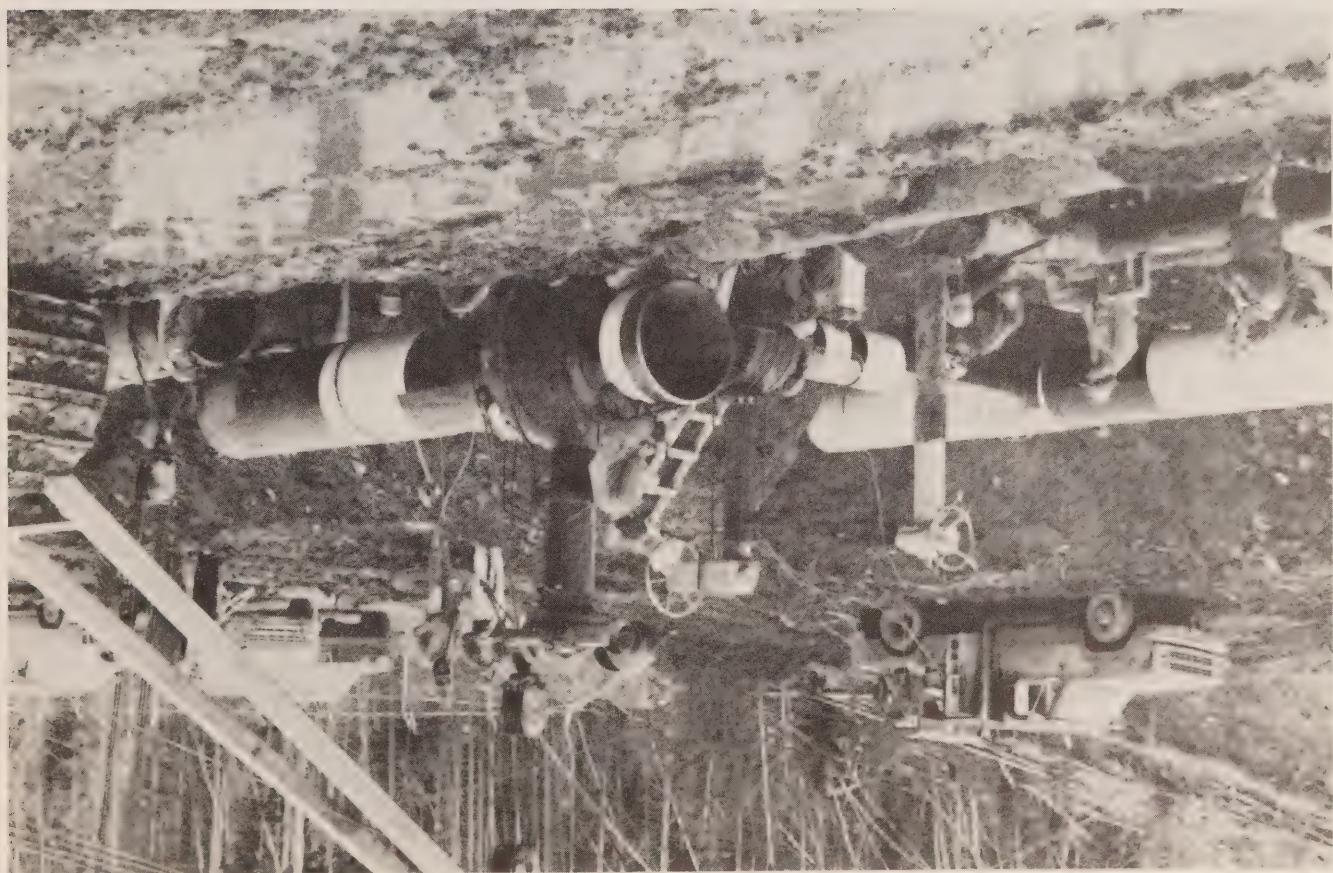
Le 4 mai 1981, commençait la construction de six canalisations sur le tracé de l'embranchement est, qui devait être achevé deux ans plus tard. À l'origine, les travaux devaient s'échelonner sur une seule année, mais les plans ont été révisés à la suite d'une décision de la North Dakota Public Service Commission de rejeter, pour des raisons écologiques, le tracé du pipeline approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. À l'automne de 1980, les organismes fédéraux de réglementation des E.-U. et la société promotrice ont porté la décision en justice en s'appuyant sur des motifs d'ordre constitutionnel. Dans son jugement rendu en avril 1981, le tribunal a fait droit à la FEREC en déclarant que les questions relatives au tracé relevaient des autorités fédérales.



régler tous les problèmes exposés plus haut ainsi que certaines autres questions accessoires, au premier rang desquelles figurait la nécessité d'une meilleure garantie de la permanence du régime de réglementation applicable au réseau. A l'intérieur comme à l'extérieur du Congrès, l'opinion était amplement favorable aux propositions du Président qui autoriseraient les producteurs à acquérir un des titres de participation dans le réseau de l'Alaska et à prendre part à sa gestion en fonction de modalités approuvées par la FERC et en conformité de la législation anti-trust, et qui assujettiraient à la Loi l'usine de traitement de la baie Prudhoe.

La controverse la plus vive portait sur la disposition autorisant les constructeurs de l'usine, du tronçon de l'Alaska ou de celui du Canada à transmettre leur charge financière (intégrale dans le cas du Canada et partielle dans les deux autres cas) aux consommateurs américains si l'une des trois parties du réseau était prête à fonctionner avant que tous les travaux soient achevés et que le gaz puisse être acheminé.

On contestait surtout le fait que le consommateur pourrait être appelé à supporter une partie des dépenses avant même que le réseau soit mis en service.



Raccordement de l'embranchement ouest au réseau de l'Alberta Natural Gas Company Ltd. dans la région du Pas du Nid-du-Corbeau, dans le sud-est de la C.-B., en mai 1981.

Dans les faits, cependant, la disposition ne faisait que modifier le risque que devait déjà assumer le consommateur sous le régime de la première loi adoptée par le Congrès. En vertu de cette loi, le consommateur aurait pu être tenu d'assumer les frais du gazoduc une fois que le réseau tout entier serait en état de fonctionner, même si le gaz ne leur parvenait pas encore. Cette situation aurait pu se produire si l'usine de traitement, qui relevait exclusivement des producteurs selon la loi de 1977, n'avait pas été achevée. La nouvelle proposition législative modifiait la nature du risque en prévoyant des modalités de remboursement applicables aux trois principales parties du réseau, mais elle offrait au consommateur une mesure de protection supplémentaire, aucun frais ne pouvant lui être imposé à l'égard de l'une ou l'autre partie avant la date arrêtée par la FERC pour l'achèvement du réseau tout entier.

En novembre, au terme d'une série d'audiences tenues par les comités du Congrès, le Sénat approuvait par un vote de 75 contre 19 l'adoption du train de dispositions de renonciation recommandé par le Président. Le mois suivant, la Chambre des représentants sanctionnait cette décision par un vote final de 229 contre 188.



pensable de modifier pour permettre le financement des tronçons nord par des capitaux privés.

Le premier pas dans cette direction a été fait en mai 1981, lorsque les promoteurs du gazoduc de l'Alaska et les propriétaires des réserves de gaz de la baie Prudhoe, comme nous l'avons signalé plus haut, ont présenté un ensemble de principes dont ils comptaient s'inspirer pour arrêter un plan de financement après consultation des principaux établissements financiers.

On évaluait à 21 milliards de dollars le coût du réseau de l'Alaska (à supposer qu'il soit achevé avant 1986) et à 6 milliards celui de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe. À ces montants, on proposait d'ajouter 3 milliards pour absorber les dépassements budgétaires et garantir l'achèvement des travaux. Le total des fonds requis s'élevait donc à 30 milliards au plus, dont 75 pour 100 seraient constitués de titres de créance et 25 pour 100 de capitaux propres. On proposait une participation de 70 pour 100, à la Alaskan Northwest et de 30 pour 100 aux producteurs, ce qui portait à 21 et à 9 milliards respectivement les sommes à réunir en titres de créance et en capitaux.

Un mois après la présentation de l'ensemble de principes, John G. McMillian, président du consortium des expéditeurs de gaz de la Alaskan Northwest écrivait au président Reagan pour lui demander de soumettre au Congrès une série de modifications législatives visant à régler «les questions essentielles auxquelles il faut s'attaquer si le secteur privé doit financer le projet».

Il faisait allusion à certaines conditions posées par le président Carter dans son document Decision and Report to Congress de septembre 1977. Incorporées par la suite à la loi américaine sur le transport du gaz naturel en Alaska (Alaska Natural Gas Transportation Act), ces conditions vinrent à être perçues de plus en plus vivement comme un obstacle majeur au financement du projet par capitaux privés.

Dans son document, le Président faisait valoir, par exemple, qu'il revenait aux principaux propriétaires des réserves de gaz de la baie Prudhoe de contribuer pour une bonne part au financement du réseau de l'Alaska puisqu'ils en tiraient largement profit. Cependant, pour des raisons liées à la législation anti-trust, la décision interdisait aux producteurs de détenir une participation dans le gazoduc de l'Alaska et de prendre part à la gestion de la planification et de la construction. Face à ces limitations, les producteurs ont tenu bon dans leur refus d'apporter leur appui financier.

Cette même décision prescrivait que les dispositions de la Alaska Natural Gas Act ne s'appliquaient pas à

l'énorme usine qui devait servir à traiter le gaz de la baie Prudhoe (par le retrait de l'humidité, du gaz carbonique et des liquides) avant qu'il soit dirigé vers le pipeline. Les producteurs étaient donc tenus de prendre à leur charge la plus grande partie des dépenses de construction de l'usine. Puisque, dans les faits, l'usine ferait partie intégrante du réseau de canalisation, on estimait que la restriction était irréaliste et allait entraver le financement du projet.

Les promoteurs des deux pays déplaçaient une autre des conditions de la décision, qui leur interdisait de percevoir des droits auprès des expéditeurs américains de gaz et de leurs clients avant que le réseau tout entier soit achevé et que les organismes de réglementation compétents l'aient déclaré en état de fonctionner.

Comme nous l'avons déjà précisé, la Foothills (Yukon), promoteur du projet au Canada, avait dès le départ insisté pour obtenir la garantie qu'elle pourrait recouvrer la totalité du capital investi, y compris un certain taux de rendement sur le capital, une fois que la canalisation principale serait achevée et que l'Office national de l'énergie en aurait autorisé l'entrée en service même si le réseau américain n'était pas encore entièrement prêt à fonctionner.

Dans une lettre envoyée au Premier ministre Trudeau à la mi-juillet 1980, lettre qui comptait parmi les garanties exigées du gouvernement canadien avant que le feu vert soit donné à la construction préliminaire du tronçon sud, le Président Carter déclarait qu'il était disposé à demander au Congrès d'adopter les modifications législatives nécessaires pour dissiper les inquiétudes «raisonnables» du promoteur canadien.

Après avoir, la Federal Energy Regulatory Commission avait émis une ordonnance selon laquelle la société chargée du projet en Alaska ne pouvait imposer de tarif aux expéditeurs de gaz avant que le réseau tout entier soit terminé dans les deux pays, même s'il n'était pas en état de fonctionner. Cependant, ce tarif aurait uniquement permis de régler la «facture de base» des travaux, c.-à-d. le service de la dette et les frais d'exploitation et d'entretien, sans garantie d'amortissement du capital ou de rendement sur celui-ci. Dans son document, l'Alaskan Northwest signalait au Président Reagan que, de l'avis de ses banquiers et conseillers financiers, elle ne pourrait financer le tronçon de l'Alaska à moins qu'une facture de base ne soit imposée aux expéditeurs lorsque soit le pipeline soit l'usine de traitement serait en état de fonctionner même s'il restait d'autres parties du réseau à terminer avant de pouvoir acheminer le gaz.

Les modifications législatives que le Président a proposées au Congrès le 15 octobre 1981 visaient à

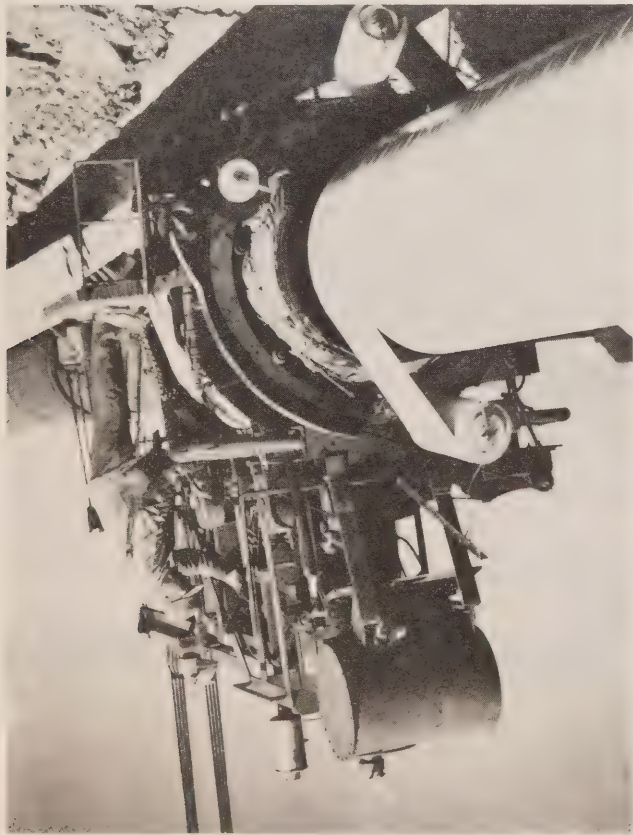


Le 15 octobre 1981, au terme d'une vaste série de consultations auprès du promoteur alaskain, des producteurs, des établissements financiers et des principaux membres du Congrès, le gouvernement américain déposait au Sénat et à la Chambre des représentants un train de modifications législatives sous forme de dispositions de renonciation. Devant le Congrès, le Président Reagan a rappelé avoir adressé un message au Premier ministre M. Trudeau dans lequel il formulait l'espoir que les modifications législatives permettraient de lever les derniers obstacles au financement du gazoduc par des moyens privés. «J'estime, avait écrit le président, que l'entreprise est importante non seulement sur le plan de la sécurité énergétique qu'elle apportera à l'Amérique du Nord, mais aussi comme symbole de l'étroite collaboration en matière d'énergie dont sont capables les États-Unis et le Canada dans leur intérêt mutuel et dans celui de leur population.»

Après de longues consultations, le Sénat et la Chambre des représentants ont entériné les recommandations d'un comité favorable aux dispositions de renonciation. Le 15 décembre 1981, le Président leur donnait force de loi.

Le dernier fait marquant de l'année financière a été la conférence tenue le 16 mars 1982 pour faire le point de la situation et examiner ce qu'entendaient faire les promoteurs pour régler les questions de financement et de réglementation en suspens. Elle était présidée par M. Anthony Sousa, chargé du dossier du gazoduc à la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Les porte-parole de la Alaskan Northwest ont déclaré devant le commissaire qu'en raison du délai inévitable entre le règlement des dispositions financières et l'achèvement du réseau (à peu près 5 ans et demi), la date de mise en service, prévue pour la fin de 1986, avait été reportée à la fin de 1987. Par ailleurs, ils faisaient parvenir à la FERC un calendrier fixant au 1<sup>er</sup> juillet 1982 l'échéance à laquelle devaient être présentés les documents propres à satisfaire à toutes les conditions de réglementation-plan de financement, étude sur les possibilités de commercialisation du gaz et évaluation des avantages économiques nets du projet. La société avait établi un programme échelonnant l'examen de ces questions de telle sorte que la Commission serait en mesure de délivrer le certificat final de commodité et nécessité publiques pour le réseau de l'Alaska avant le mois de décembre 1982.

(Au bout de quelques semaines, cependant, les participants au projet du réseau de l'Alaska ont dû réviser leurs plans en profondeur à cause des difficultés rencontrées dans l'élaboration de modalités de financement réalistes. Le 30 avril 1982, au terme d'une réunion de deux jours à Salt Lake City, ils annonçaient



Enrobage du pipe-line à l'endroit où il traversera la Saskatchewan-Sud dans l'est de l'Alberta.

leur intention de poursuivre la mise au point de ces modalités, de manière à mettre le réseau en service au plus tard en 1989, et réaffirmaient par la même occasion leur volonté de concrétiser ce projet qu'ils jugeaient économiquement sûr et conforme à l'intérêt national. Au sujet des facteurs qui avaient conduit à la révision des plans soumis plus tôt à la FERC, le communiqué disait ceci: «La planification financière doit obligatoirement tenir compte de circonstances qui n'ont rien à voir avec le projet en soi, comme le surplus provisoire des ressources énergétiques mondiales, la baisse des prix du pétrole brut, le ralentissement de l'activité économique aux États-Unis et à l'étranger et l'instabilité des marchés financiers».)

## Faits saillants—États-Unis

### Canalisation principale

Tandis qu'avancait la construction préliminaire des tronçons sud, l'attention se portait, aux États-Unis, sur certaines dispositions législatives qu'on jugeait indis-

# Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska—Canada et États-Unis

## Vue d'ensemble

Pendant l'année 1981-1982, les travaux de planification et de construction du gazoduc de la route de l'Alaska ont progressé considérablement tant au Canada qu'aux États-Unis.

La première étape du projet, qui doit permettre l'acheminement des réserves excédentaires de gaz canadien vers les marchés américains, s'est poursuivie, au printemps de 1981, par le coup d'envoi donné à la construction de l'embranchement est. Cette partie du réseau, dont l'achèvement est prévu pour l'automne de 1982, s'étendra sur 1 960 km (1 218 mi). Des octobre 1981, soit moins d'un an après le début des travaux de construction, l'embranchement ouest, (1 040 km ou 623 mi de longueur) effectuait sa première livraison de gaz en Californie. Au départ, ces deux canalisations pourront acheminer quotidiennement plus de 1,1 milliard de pieds cubes de gaz vers les États américains de l'Ouest et du Midwest.

Dans l'intervalle, la deuxième étape des travaux de construction des tronçons nord a largement progressé au Canada et aux États-Unis, notamment par la mise au point de plans socio-économiques, écologiques et logistiques, la continuation des recherches sur les problèmes techniques posés par l'installation des tubes de canalisation dans le pergélisol discontinu et l'établissement d'études techniques sur les tronçons nord et l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska.

La préparation des études techniques définitives sur le pipeline et l'usine a pu suivre son cours puisque la société promotrice, la Alaskan Northwest, et les trois principaux propriétaires des réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe, Exxon, Sohio et Arco, avaient con-

venu en juin 1980 de se partager les dépenses évaluées à plus de 500 millions de dollars.

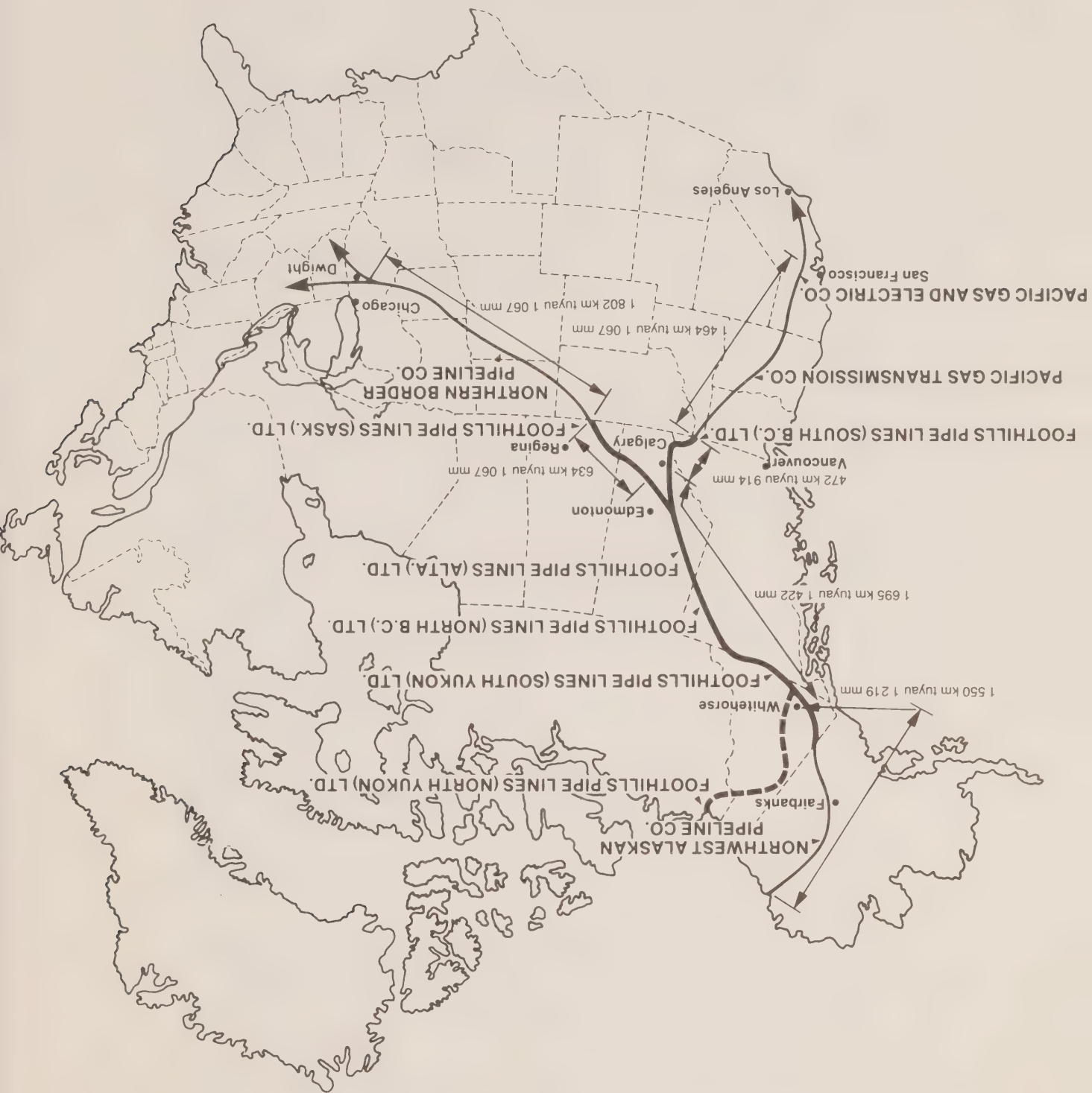
À la même date, la société promotrice et les producteurs avaient déclaré leur intention d'élaborer conjointement un plan en vue de relever le plus grand défi de toute l'entreprise: réunir les quantités colossales de capitaux privées nécessaires à la construction du réseau de l'Alaska. Leur concertation a abouti à la mise au point d'un ensemble de principes de financement qui rendu public en mai 1981, devait servir à lancer la discussion avec les investisseurs.

Dès le départ, il était admis—implicitement ou explicitement—que le promoteur et les producteurs se concerteraient pour établir les études techniques définitives et dresser un plan de financement à la condition que le gouvernement américain modifie certaines dispositions législatives considérées comme un obstacle presque insurmontable au financement du réseau de l'Alaska par le secteur privé. Ces dispositions interdisaient aux producteurs de détenir une participation dans le gazoduc de l'Alaska et de prendre part à sa gestion, confiaient aux producteurs l'entière responsabilité de la baie Prudhoe plutôt que de l'incorporer au réseau et ne tenaient pas compte d'une condition fondamentale posée par la société promotrice du projet au Canada, la Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd.: celle d'obtenir l'assurance qu'elle commencerait à tirer un plein rendement du capital investi dès l'entrée en service de la partie canadienne du réseau.

À la mi-juin 1981, le promoteur alaskain demandait au Président Reagan de soumettre au Congrès des modifications législatives en vue de rectifier ces trois situations et de corriger d'autres lacunes signalées par les sociétés d'investissement (pour plus de précisions, voir la partie qui traite des faits saillants aux États-Unis).



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



Voir les mesures unités impériales dans la description du projet



# Table des matières

Page	Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska survenus au	
1	Canada et aux États-Unis	
1	Vue d'ensemble	
2	Faits saillants—États-Unis	
2	Canalisation principale	
5	Première étape: construction des embranchements est et ouest	
6	Faits saillants—Canada	
6	Canalisation principale	
7	Première étape: construction des embranchements est et ouest	
8	Surveillance parlementaire	
9	Activités de l'Administration	
9	Examen des plans socio-économiques et écologiques	
10	Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon	
10	Indemnités pour la perte de moyens de subsistance	
11	Relations avec les autochtones	
12	Coordination fédérale-provinciale-territoriale	
13	Conseils consultatifs régionaux	
13	Autres consultations publiques	
14	Plan de recrutement et relations du travail	
15	Retombées industrielles	
16	Transport et logistique	
17	Etablissement des calendriers de construction et méthodes de contrôle des dépenses	
18	Taux de rendement incitatif et prévisions des dépenses en fonction des plans définitifs	
18	Croisements du pipe-line	
18	Préoccupations des propriétaires terriens	
19	Projet de loi C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie	
19	Acquisition de terres en Alberta pour l'embranchement est et la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre	
19	Exercice des autres pouvoirs de réglementation fédéraux	
20	Surveillance sur le terrain	
21	Mesures spéciales pour la protection de l'environnement	
22	Travaux techniques	
23	Programme d'essai à Quill Creek	
24	Programme de forage géotechnique	
25	Contrôles des bris de tuyaux	
26	Finances, personnel et langues officielles	
27	Finances et personnel	
27	Plan des langues officielles	
28	Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord	
29	B Rapport du Vérificateur général du Canada	
33	C Description du projet	
34	Première étape: construction des tronçons sud	
36	D Administration du pipe-line du Nord—Cadres supérieurs et adresses des bureaux	

## Annexes



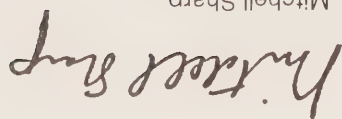
Ottawa, Ontario,  
Le 31 décembre 1982.

Monsieur le Ministre,

Je vous sou mets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1982, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

L'hon. H. A. (Bud) Olson, c.p.,  
Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Le sénat,  
Ottawa (Ontario).



## Remerciements

Nous désirons remercier les personnes et organismes suivants qui nous ont autorisés à utiliser les photographies du présent rapport:

La Compagnie Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary (Alberta)  
L'Office of the Federal Inspector, Washington (D.C.)  
La Pacific Interstate Transmission Co., Los Angeles (Californie)



Administration du pipe-line du Nord  
Canada

Northern Pipeline Agency  
Canada

# RAPPORT ANNUEL

1981-1982

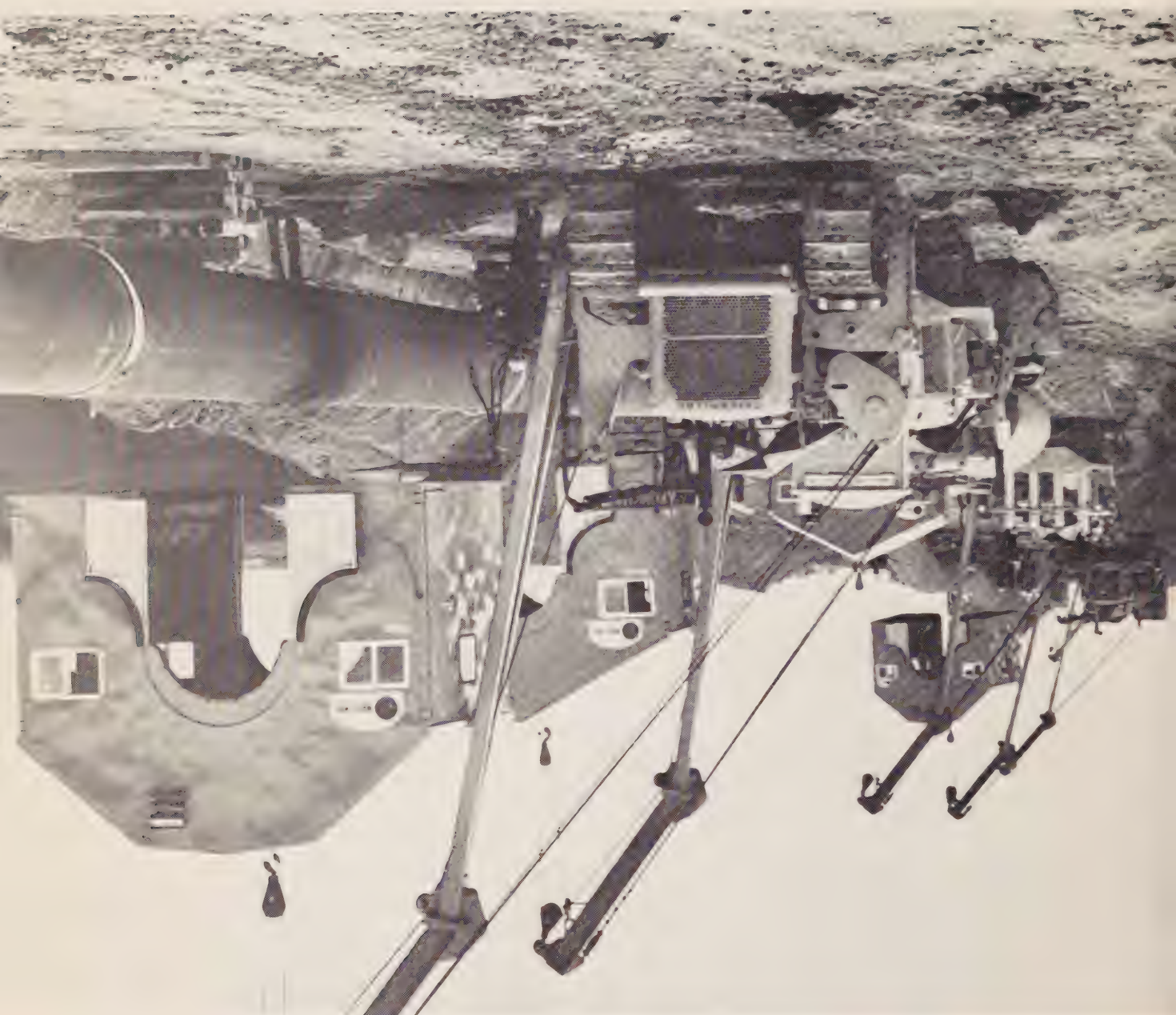
© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1983

N° de cat. C 88-1/1982

ISBN 0-662-52267-2

**Couverture**—Des soudeuses automatiques sont déplacées le long du pipe-line dans le sud-ouest de la Saskatchewan. Les abris permettent de poursuivre le travail par tous les temps.





ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD  
RAPPORT ANNUEL  
1981-1982

NORTHERN PIPELINE AGENCY  
ANNUAL REPORT  
1982-1983

CAI  
NP  
- A56



Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. C 88-1/1983

ISBN 0-662-52872-7

Cover — Construction crews install floats to the pipe before it is pulled across the South Saskatchewan River in eastern Alberta.





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1982-1983**

## **Acknowledgement**

We wish to thank Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary, Alberta, for permission to use certain of the photographs shown in this report.

Ottawa, Ontario,  
December 30, 1983.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1983, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Hon. H. A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,  
Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency,  
The Senate,  
Ottawa, Ontario.

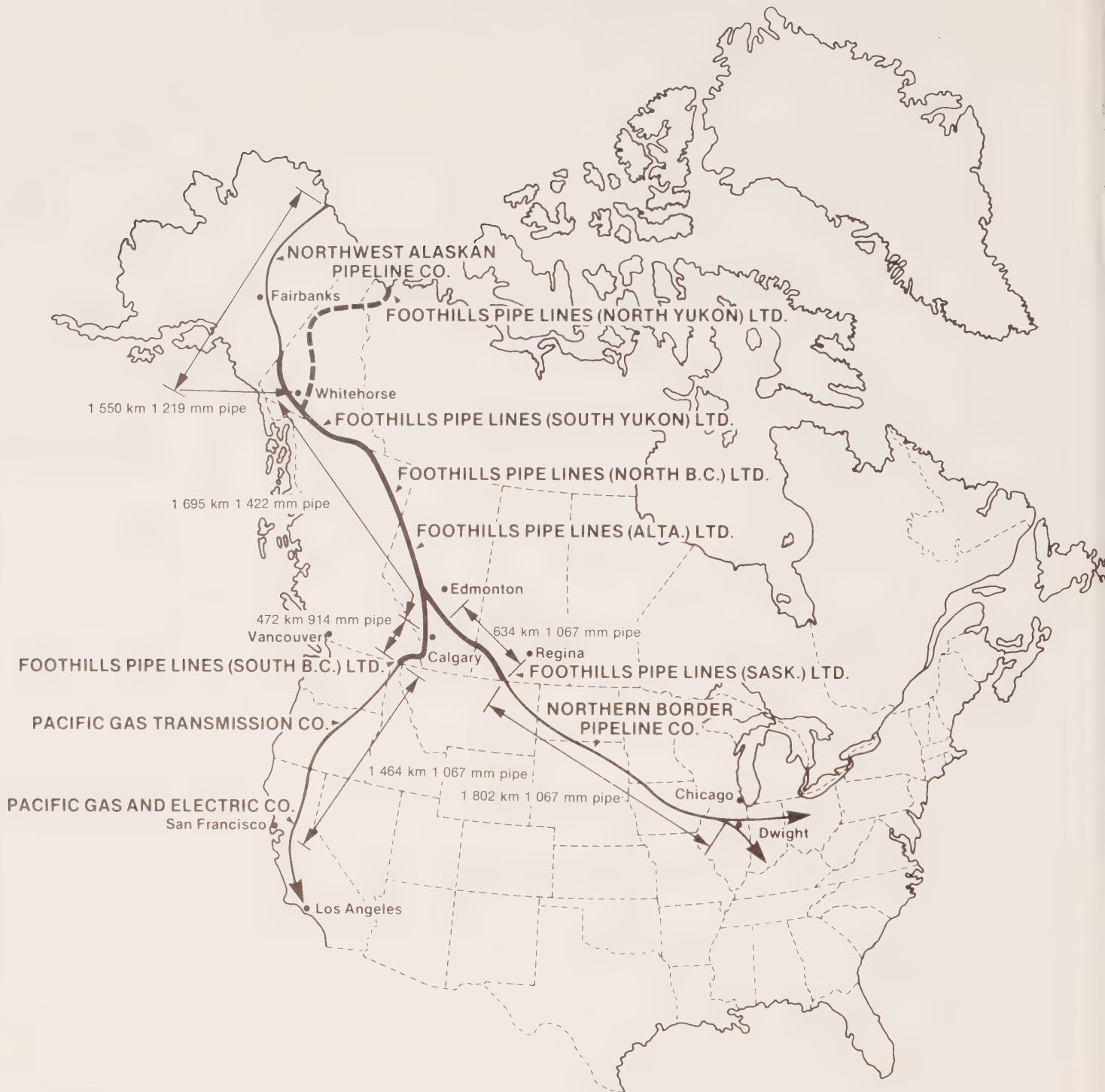




# Table of Contents

	Page
<b>Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
Overview .....	1
Major U.S. Developments .....	2
Major Canadian Developments .....	4
<b>Operations of the Northern Pipeline Agency .....</b>	<b>6</b>
Agency Activities .....	6
Socio-Economic and Environmental Plan Review .....	7
Native Relations .....	7
Federal-Provincial-Territorial Co-ordination .....	7
Regional Advisory Councils .....	8
Other Consultations .....	8
Manpower Planning and Labour Affairs .....	9
Transportation and Logistics .....	9
Exercise of Delegated Federal Regulatory Powers .....	10
Field Surveillance .....	10
Environmental Surveillance and Monitoring .....	11
Engineering Activities .....	12
Quill Creek Test Facility .....	12
Maximizing of Pipe Stability in Problem Areas .....	13
Environmental Assessment and Review Panel for Yukon .....	14
Establishment of the Pipeline Route Through Yukon .....	14
Cost-Control Procedures .....	15
Right-of-Way Issues .....	15
Plans, Profiles and Books of Reference .....	15
Pipeline Crossings .....	15
Landowner Concerns .....	16
Leave-to-Take Additional Lands .....	16
Route Hearings .....	17
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>18</b>
Finance and Personnel .....	18
Official Languages Plan .....	18
<b>Taking Stock .....</b>	<b>19</b>
A Look Back on the First Five Years by Commissioner Mitchell Sharp .....	19
<b>Appendices .....</b>	
A Report of the Auditor General of Canada .....	23
B The Role of the Northern Pipeline Agency .....	27
C Project Description .....	28
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections .....	29
D Northern Pipeline Agency—Senior Officers and Office Locations .....	30

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



See Project Description for imperial measurements



---

# Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

---

## Overview

---

The dominant feature of the 1982-83 fiscal year covered by this report was the dark shadow cast over the entire Alaska Highway Gas Pipeline Project by the sharp deterioration in economic, financial and energy market conditions experienced both throughout North America and much of the rest of the world.

The Eastern Leg of the project went into operation as scheduled on September 1, 1982, for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to mid-western U.S. markets. This followed the start-up of flows through the Western Leg to California in October, 1981, and essentially marked the completion of the first stage of the system in Canada and the United States.

Although the volume of gas moving through this southern segment of the project was in keeping with contract provisions during the balance of 1982, by early 1983 U.S. shippers began reducing significantly the volume of gas from Canada. This cut-back by the U.S. shippers followed a sharp decline in demand for gas from their own customers as a result of a combination of factors—severe economic recession, conservation, an unusually mild winter, and growing competition from other energy sources that emerged because of a substantial increase in U.S. gas prices at a time when costs of alternatives such as electricity and residual oil were stable or declining.

Early in the fiscal year, plans for proceeding with second-stage construction of the remaining northern segments in Alaska and Canada also suffered a serious set-back (as indicated in the last Annual Report).

As a result of the approval by Congress in late 1981 of the package of amendments to the U.S. pipeline legislation proposed by the Reagan Administration, the Alaskan pipeline sponsors and gas owners earlier were optimistic that the way was clear for the second stage of the project to move ahead expeditiously. At a procedural conference before the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in Washington on March 16, 1982, they had confidently outlined a timetable that aimed for completion of the entire system by late 1987. Following a meeting of the gas owners and the Alaskan and Canadian pipeline sponsors in Salt Lake City only six weeks later, however, it was announced that the scheduled date for bringing the second stage into operation had been put back to 1989 because of the adverse impact of the economic slow-down, depressed crude oil prices and financial market uncertainties.

As a result of the completion of first-stage construction and the further two-year delay in the scheduled completion date for the remainder of the system, both the U.S. and Canadian sponsors began to undertake substantial cut-backs in personnel employed on staff or retained on contract. Similar reductions were also initiated by the two regulatory bodies primarily responsible for overseeing planning and construction of the project—the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States—because of the consequent decline in their own level of activities. (In the final section of this report, headed Taking Stock, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, provides a brief review of the principal developments involving the Agency over the course of its first five years of operation.)

During the fiscal year, the sponsoring companies and regulatory agencies in both countries continued to be involved with the completion of construction, clean-up and revegetation required on the Eastern Leg. Sponsors in the two countries also continued to carry forward some planning activities involving second-stage construction of the northern segments of the project. In addition, the Alaskan pipeline sponsors and producers focussed considerable attention on the development of a viable financial plan for funding the remainder of the system and for resolving potential problems of marketing Prudhoe Bay gas during the early years in competition with other energy sources.

---

## Major U.S. Developments

---

As already indicated, the U.S. portion of the Eastern Leg, which extends for 1 324 km (823 mi.) from a border point near Monchy, Saskatchewan, and Port of Morgan, Montana, to Ventura, Iowa, was begun in the spring of 1981 and completed in time to allow the commencement of the flow of Canadian gas by September 1, 1982. A ceremony was held by the U.S. sponsor, the Northern Border Pipeline Co. in Bismarck, North Dakota, on October 4, 1982, to mark the completion of the undertaking, which is the largest single pipeline project ever carried out in the United States. At present, the system has a capacity to carry a maximum daily gas volume of  $27.6 \times 10^9 \text{ m}^3$  (975 million cubic feet). Among those attending the ceremony were Vice-President George Bush, then Energy Secretary James Edwards, and the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of Canada's Northern Pipeline Agency.

The move toward completion of the Eastern Leg during the early months of the new fiscal year was overshadowed to a considerable extent by the earlier announcement on April 30, 1982, by the Alaskan sponsors of the further set-back in plans for proceeding with construction of the northern segments of the project. The statement issued by the participants to explain their decision noted that "financial planning must necessarily take into account changing circumstances which are beyond the control of the project, such as the current short-term excess world energy supply, depressed crude oil prices, lower levels of economic activity in the U.S. and abroad, and uncertainties in financial markets".

Early in July of 1982, it was indicated that the three major owners of gas at Prudhoe Bay—Exxon, Sohio and Arco—had been accorded an enhanced position in the management of the Alaskan segment of the project in line with the enabling amendment to the gov-

erning U.S. legislation enacted by Congress late the previous year. Sidney J. Reso, Senior Vice-President of Exxon, was elected to the post of Vice-Chairman of the Design and Engineering Board of the Alaska Natural Gas Transportation System—an organization originally established in June, 1980, to provide for initial producer participation in the planning of the project. At the same time, the producers also became more extensively involved in the development of a financial plan through the appointment of Claude C. Goldsmith, Senior Vice-President and Chief Financial Officer of Arco, as Co-Chairman of the Financial Advisory Committee established under the Design and Engineering Board. The other Co-Chairman appointed was Larry Robertson, a Houston financial consultant who represented the pipeline sponsors of the system, a consortium that had been reduced from 10 to 9 pipeline companies with the withdrawal in May, 1982, of American Natural Resources.

Throughout the balance of the fiscal year, the participants in the Alaskan segment of the project continued to carry out extensive studies of financing and marketing issues that remained to be resolved. Some initial consideration was given also to means by which the initially high costs of transporting Alaskan gas to markets in the lower 48 states could be levelled out so as to make it more competitive with other alternative energy sources.

A number of technical issues associated with the Alaskan segment of the system continued to be examined. Testing and research programs related to the problem of frost-heave of pipe carrying chilled gas through areas of discontinuous permafrost, for example, were maintained. A new study was also launched into the feasibility of adopting a process for conditioning the gas at Prudhoe Bay that appeared capable of being put in place with a significantly shorter lead time and built and operated at significantly lower cost than the system originally proposed.

Following the announcement at the end of April, 1982, regarding the set-back in the scheduled completion date for the entire system to 1989, both the Alaskan pipeline sponsor and the Office of the Federal Inspector (OFI), the counterpart to Canada's Northern Pipeline Agency, quickly initiated plans for substantial cut-backs in personnel. Between the end of April, 1982, and March, 1983, staff and contract personnel engaged by Northwest Alaskan were reduced from just over 800 to approximately 85. During the same period, the staff of the OFI was cut from 135 to around 45.

Following the commencement of operations of the Eastern Leg in September, 1982, the volumes of gas flowing through the system built up steadily over the



remainder of the calendar year and during the first two months of 1983. By late February, however, the developing pressures being experienced in U.S. markets as a result of sharply declining demand and a growing domestic gas surplus began to have a sharp impact on the throughput of supplies via the pre-built sections of the Alaska Highway Pipeline. On February 25, 1983, United Gas Pipelines Ltd., one of three U.S. shippers that had contracted with Northwest Alaskan Pipeline Co. for gas from Pan-Alberta for delivery through the Eastern Leg, invoked *force majeure*. In effect, the company declared it could no longer accept and pay for even minimum contracted volumes because of circumstances beyond its control. Only a few days later, Northwest Alaskan also resorted to a declaration of *force majeure* to justify non-compliance with the terms of its contract with Pan-Alberta, which the Calgary company refused to accept as valid.

Although the move to bring about a modification of contractual commitments was first initiated by United Gas, it reflected the difficulties being experienced in greater or lesser degree not only by the two other U.S. shippers on the Eastern Leg and the single U.S. ship-

per through the Western Leg, but by virtually all U.S. gas transmission companies. As a result of a sharp decline in the demand for gas, most pipeline companies found themselves under contract to take or pay for substantially more supplies than they could sell. In March, 1983, Pan-Alberta launched into an intensive round of negotiations with Northwest Alaskan and the U.S. shippers through the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Pipeline in an effort to seek a compromise solution that would be acceptable to all concerned, including the Canadian producers of the gas acquired by Pan-Alberta and the regulatory authorities in both countries. Several other Canadian exporters of gas to the United States also found themselves under the same intense pressure to agree to a substantial modification of the take or pay terms entered into by U.S. shippers. By the same token, the Canadian government was also being increasingly pressed by U.S. interests to reduce the price of gas exported south of the border from the level that had prevailed since April, 1981, of \$4.90 (U.S.) per 1,000 cubic feet. Notwithstanding the substantial increase that had taken place in average U.S. domestic gas prices since the Canadian price was set at that level,



An orifice plate is lowered into the yard piping system to measure gas volumes and pressures at the compressor station under construction at Piapot, Saskatchewan.



American shippers, among others, argued that gas imports from Canada had become increasingly uncompetitive in a number of U.S. markets.

---

## Major Canadian Developments

---

The Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, which involved construction of a system extending for 636 km (395 mi.) through Alberta and Saskatchewan at a cost of some \$730 million, went into operation, as indicated previously, by the beginning of September, 1982. Because of a strike by workers belonging to the building trade unions in Saskatchewan, however, three compressor stations and a meter station in the province still remained to be completed by the time that gas began flowing through the pipeline to the United States. The sponsor of the Canadian section, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., succeeded in overcoming these difficulties through the implementation of a series of temporary alternative arrangements employing the compression and metering facilities of Nova, An Alberta Corporation. Nova, one of Foothills' parent companies, operates parallel facilities throughout most of the length of the Eastern Leg in Alberta. (All of the Foothills' facilities had been completed and granted leave-to-open by the National Energy Board as of May, 1983.)

In a report issued in January, 1983, on the outcome of extensive hearings held the previous year with respect to a number of applications for the export of additional Canadian gas, the National Energy Board granted authorizations that would permit a further 362 billion cubic feet of gas to be delivered to the United States through the Western Leg over the period from 1988 to 1992 and 1.54 trillion cubic feet through the Eastern Leg during the same period.

For Canadian producers, the extension of the period authorized by the National Energy Board for the further export of gas through the Eastern and Western Legs was potentially of considerable importance from a revenue point of view. As a condition of providing debt financing for construction of the two Legs in Alberta and British Columbia, the lending banks required that this debt be completely repaid within the eight-year period of gas flows through the system initially approved by regulatory authorities in both countries. Meeting this stipulation would require that the pipeline be depreciated at an exceptionally rapid rate, which in turn would substantially reduce the netbacks that would be received by Alberta producers on gas sales to the United States through the system.

Subsequently it was agreed to forestall temporarily imposition of this burden on producers by maintaining depreciation of the pipeline at the more normal rate of four per cent in the hope that the subsequent arrival of Alaskan gas or the approval of further Canadian gas exports through the system for an extended period would make it possible to circumvent or minimize the problem. In the event that neither of these developments occurred, it was understood that it would be necessary to impose an exceptionally high level of depreciation in the last four years of the approved gas export contracts to make possible complete amortization of the bank loans. While the approval by the NEB of the extension of gas flows through the pre-built sections offered some promise that this outcome could be avoided, by the end of the fiscal year the necessary application for approval of further imports had yet to be submitted to U.S. regulatory authorities.



Sen. H.A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Agency (left), meets with members of the Northern British Columbia Advisory Council in Calgary in July 1982.

As more fully explained in the following section on Agency activities, certain questions concerning the routing of the pipeline in Yukon were raised by the Environmental Assessment and Review Panel in its interim 1979 report with respect to environmental issues in the territory. In its final report of September, 1982, the Panel endorsed the routing proposed by the sponsor company in three areas. In a previous report issued in July, 1981, the Panel expressed concern that routing of the pipeline through the Ibex Pass west and south of Whitehorse, as proposed by Foothills, could have an adverse effect because of the increased access that might be provided to the area following construction. Subsequently the Yukon Territorial Government announced its intention of designating the Ibex Pass as a Special Management Area in order to deal with the problems identified by EARP.

On March 1, 1983, the Hon. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,

announced that he had approved the final routing of the 830-kilometre section of the pipeline through Yukon. This final routing included the line through the Ibex, which was endorsed both by the Yukon Territorial Government and Yukon Advisory Council. The announcement paved the way for the eventual lifting of the development freeze imposed since 1977 on an eight-kilometre corridor straddling the route originally proposed by Foothills.

A suit launched in September, 1980, against the Governor in Council by Ian Waddell, New Democratic Member of Parliament for Vancouver-Kingsway, alleging that all Orders in Council previously approved that cleared the way for a start on pre-building the southern segment of the project were *ultra vires*, continued to work its way through the judicial process. In July, 1981, a B.C. Supreme Court Justice rejected the contention of the federal government and Foothills that the provincial Supreme Court lacked jurisdiction to consider the issue and that, in any case, Mr. Waddell lacked the necessary standing to press the action before any court of law. Applications for leave-to-appeal against both of these rulings initially were filed in the B.C. Court of Appeal by both the federal government and Foothills. The government, however, subsequently abandoned its application, which was consequently dismissed. While the company continued to press its own application, the Court in a ruling in October, 1982, declined to grant leave-to-appeal on the grounds that the matter had become academic since the action would proceed against the Governor in Council. Subsequently, Foothills, acting alone, sought to carry the case to the Supreme Court of Canada. In December, 1982, however, the Court ruled against a hearing of the appeal. The hearing on the substantive issue raised by Mr. Waddell was due to be heard by a judge of the B.C. Supreme Court in May, 1983. (In a

judgment handed down in November, 1983, Mr. Justice Kenneth Lysyk dismissed the suit launched by Mr. Waddell on the grounds that the Governor in Council had not been shown to have exceeded the authority granted under the *Northern Pipeline Act* in authorizing prebuilding of the southern segments of the system.)

Over the course of the fiscal year, the Committee of the House of Commons on Northern Pipelines, which was established in 1978 to provide continuing parliamentary surveillance with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline Project, met three times to receive the testimony of the Minister and senior officials of the Northern Pipeline Agency. The Minister appeared before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, and a sub-committee of the Senate body met informally in Calgary with senior Agency officials based there with respect to the Committee's study of matters involving offshore transportation of oil and gas in the Canadian Arctic.

As outlined more fully in the following section, the Yukon and North B.C. Advisory Councils, which were established under the provisions of the *Northern Pipeline Act* to provide advice to the Minister responsible for the Agency, and the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council, which was also created in keeping with the terms of the legislation, all continued to be actively engaged in carrying out their respective functions during the course of the year.

For those who may be interested, a brief outline of the role of the Northern Pipeline Agency can be found in Appendix B and a description of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in Appendix C. A listing of the senior personnel of the Agency and the addresses and telephone numbers of Agency offices are provided in Appendix D.



Foothills inspectors check the depth of the ditch for the pipeline crossing of Serviceberry Creek along the Eastern Leg in Alberta.



---

# Operations of the Northern Pipeline Agency

---

---

## Agency Activities

---

Following announcement on April 30, 1982, of a further two-year delay, to 1989, in the scheduled completion date of the Alaska Highway Gas Pipeline, the Northern Pipeline Agency began to phase down its operations to conform with the declining pace of activities of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

On July 30, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Agency, announced that Agency staff would be cut back by 20 per cent as of the end of September and further reduced substantially over the next 12 months. The decision followed a similar move in May by Foothills (Yukon) to decrease immediately its own staff of 650 by 20 per cent and to undertake significant cut-backs over the next several months. By the end of the fiscal year in March, 1983, Foothills staff had been reduced to approximately 210, 110 assigned to tasks associated with the Eastern and Western Legs and the balance to planning for Stage Two Construction of the pipeline. The initial 20 per cent reduction in Agency staff, from a peak strength of 104, began in May and continued through to September, when the Eastern Leg of the pipeline went into operation. For those staff members within the Agency whose services were not required in the immediate future, Agency officials made arrangements for temporary secondment through the Public Service Executive Interchange Program and other means to offices of other federal Government departments and agencies across Canada.

By March 31, 1983, the Agency had cut back staff employed on its behalf on a full-time basis by 55 per cent through attrition, lay-offs and secondments affecting all of the Agency's offices, leaving the equivalent of full-time employees on staff at 48 persons.

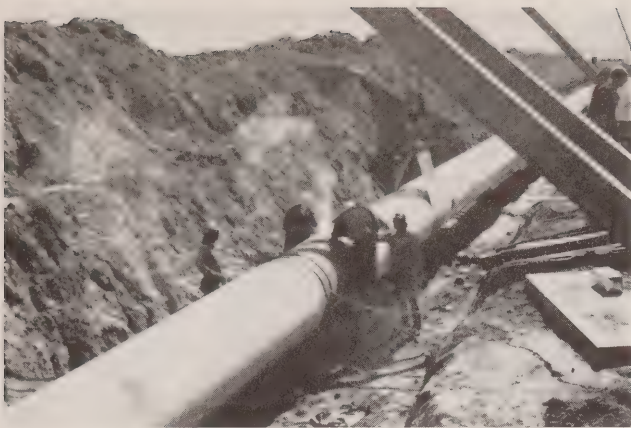
Twenty-three people were seconded full time to other federal departments and agencies. Fifteen employees were on partial secondment, with more than 10 per cent of their time spent on Agency affairs. By the end of the fiscal year, a total of 26 people had permanently left the Agency since the previous May.

The remaining core group continued with ongoing work related to the pipeline project. Arrangements for the easement of Crown land for the pipeline right-of-way in Yukon were largely completed in preparation for their approval by the Governor in Council. In addition, administrative arrangements were also made to reserve Crown land in Yukon that will be required off the right-of-way for such purposes as compressor stations. The Agency's environmental group concentrated on monitoring the results of the reclamation and revegetation work carried out along the constructed sections of the Western and Eastern Legs. Work continued in the review of environmental and geotechnical matters associated with construction of the pipeline in Yukon and discussions continued among the Agency, Foothills and various provincial and territorial government officials with respect to the issue of compensation for loss of livelihood.

During the year, the Agency dealt with more than 200 individual submissions by the Foothills Group of Companies related to both first- and second-stage construction. Thirteen submissions related to the socio-economic and environmental terms and conditions and 12 were in connection with pipeline crossings of highways, utilities, navigable waters and railways. About 70 submissions related to design and engineering, and construction scheduling matters.

The National Energy Board issued a total of 18 leave-to-open orders during the year, all involving completed sections of the pipeline or other facilities which form part of the Eastern Leg.





The final tie-in weld, completed on August 17, 1982, south of Beiseker, Alberta, wraps up construction of the Eastern Leg of the pipeline in Canada.

---

## Native Relations

---

The Treaty 8 Tribal Association in April, 1982, entered into a contract with the Agency to seek the views of northeastern British Columbia's native people on a variety of issues, including the proposed route of the pipeline through the region and the location of facility sites such as compressor stations and construction camps. A further issue addressed by these community consultations was compensation for loss of livelihood resulting from disruption to trapping, hunting or fishing that might be caused by the pipeline project.

Several meetings were held during the year among members of the Treaty 8 Tribal Association, Foothills representatives and Agency staff. The Association filed a draft report of its work with the Agency in February, 1983.

Up until the time of the announced project delay in April, 1982, the Agency sought proposals for similar work from the Kaska Dena Council, also of northeastern B.C.

The project delay also ended negotiations with the Indian Association of Alberta on a proposal to conduct a traditional resource use inventory in the region to be crossed by the pipeline in northern Alberta.

The Agency's Vancouver office staff held several meetings during the year with the executive directors of the Friendship Centres in Fort Nelson and Fort St. John.

The Yukon office remained in consultation with the Office of Native Claims (ONC) and the Yukon Government's land claims negotiators in order to devise a formula for the granting of an easement for the pipeline right-of-way extending through Indian lands following settlement of land claims in the territory. Good working relations were maintained with the ONC, the Council for Yukon Indians, and Yukon Government negotiators on easement matters respecting land claims all of which were resolved.

The process established last year by Foothills and the Agency to reserve Yukon land under federal control by notation was used as a means to resolve potential conflicts between land requirements for pipeline construction and traditional land-use by Yukon Indians.

---

## Federal-Provincial-Territorial Co-ordination

---

Throughout the year, the Agency continued to co-ordinate consultations with various federal, provincial

---

## Socio-Economic and Environmental Plan Review

---

Following last year's approval of schedules for the submission and review of socio-economic and environmental protection plans for construction of the pipeline in northeastern British Columbia and southern Yukon, Agency staff reviewed about 15 draft and final plans. In addition, the Agency also considered revisions to previously approved plans submitted by Foothills. The plans outline how each of the segment companies intends to fulfil the terms and conditions established by the Agency for each construction section.

The information, consultation and liaison plan of Foothills (North B.C.) was found to be generally acceptable by the Agency in April, 1982. The plan outlines how the company will provide information on the pipeline and maintain consultation and liaison with respect to government agencies, communities, and native and other special interest groups affected by the project. Other draft plans received from the company involved housing, opportunity measures for employment of native people and women generally, and measures for protection of recreational areas and traditional resources. Consideration of these plans by the Agency and others has been deferred until the start of second-stage construction is confirmed.

The final version of the information, consultation and liaison plan prepared by Foothills (South Yukon) was also received by the Agency during the fiscal year, as were plans on housing and traditional resource protection. The company's work-camp plan received qualified acceptance from the Agency in August, 1982.

and territorial government bodies with respect to the review of socio-economic and environmental plans. For the third consecutive construction season, Alberta government personnel worked with the Agency field surveillance teams on a part-time basis.

Quarterly meetings, usually by conference call during this fiscal year, continued among members of the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council (FPTCC), which was established under the terms of the *Northern Pipeline Act*. At the Council's last meeting for 1982, held on December 17 at the Agency's operational headquarters in Calgary, Agency officials briefed members on the status of the project, including the sponsors' plans and projected budgets for the new year.

Chaired by the Commissioner of the NPA, the FPTCC consists of senior representatives from the Agency and the Governments of Yukon, British Columbia, Alberta and Saskatchewan. The purpose of the Council is to maintain continuing consultation on intergovernmental matters related to the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada. Bilateral consultations between officials of the Agency and the various provincial and territorial bodies involved in the project were, of course, undertaken on an ongoing basis as required.

---

### Regional Advisory Councils

---

Both the Yukon and Northern British Columbia Advisory Councils continued to function during the fiscal year. Because of the project delay, however, both Councils decided in late 1982 that for the immediate future they would meet only quarterly rather than continuing to meet on a monthly basis.

The Northern B.C. Council in August closed its office in Fort Nelson, retaining a part-time staff member. Among the highlights of the year was a meeting held in Calgary in July, 1982, between the members of the Council and Sen. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, to discuss labour relations, business opportunities and transportation issues.

In November, the Governor in Council, effective September 27, 1982, appointed three new members and reappointed seven original members to the Northern B.C. Council for two-year terms. By the close of the fiscal year, the Northern B.C. Council was developing a proposal for local manpower training in pipeline construction-related skills.



The Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Agency, addresses guests at the dedication ceremony given by Northern Border Pipeline Co. of Bismarck, North Dakota on October 5, 1982, to mark completion of the Eastern Leg of the pipeline and the first flow of gas through the facilities.

---

### Other Consultations

---

The Agency followed project developments in the United States and maintained close liaison with its American counterpart, the Office of the Federal Inspector. Formal meetings between the two regulatory bodies were held in May in Washington, D.C., and in October in Bismarck, N.D. The Agency's Yukon office also kept in contact throughout the year with representatives of the State of Alaska.

In September, senior officers of the Agency hosted a meeting in Calgary with representatives of Stat Oil, a Norwegian Crown corporation. The potential problems of construction of high-pressure pipelines in deep water and on land, as well as the additional difficulties encountered when constructing large facilities in the North, were discussed.

Senior Agency officials also met in Calgary in September with representatives of the Swedish National Inspectorate of Explosives and Flammables to discuss the impact of high-pressure natural gas transmission lines. This delegation also met with representatives of the Foothills Group of Companies and Nova, An Alberta Corporation, in Calgary, and TransCanada PipeLines Ltd. in Toronto.

The Agency also arranged for senior officers of the Concrete and Silicate Laboratory of the Technical Research Centre of Finland to meet with representatives of the Northern Canada Power Commission both to discuss and observe winter construction in the Canadian Arctic.



In February, 1983, Agency staff met with the Horte Task Force on Pipeline Construction Costs to review issues associated with regulatory control and the costs of regulation with respect to major pipeline projects. The Task Force also met with other regulatory agencies and pipeline construction and operating companies.

Senior Agency officials attended a ceremony held by the Northern Border Pipeline Co. in Bismarck, N.D., in October, 1982, to mark the completion of construction of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline and the first flow of gas through the facilities. The Commissioner of the NPA was among the speakers.

Staff from the Vancouver and Whitehorse offices continued to meet with groups and individuals in the vicinity of the proposed pipeline route in northeastern British Columbia and Yukon and to provide updates on the Alaska Highway Gas Pipeline Project to the regional advisory councils.

During the year, Agency officials participated in a number of speaking engagements, which included presentations to various Chambers of Commerce, conference addresses and talks to student groups. In its Annual Western Business Outlook Conference held in early June in Calgary, the Conference Board of Canada devoted a session to the Alaska Highway Gas Pipeline Project. A. Barry Yates, the Agency's Deputy Administrator, Policy and Programs, spoke to the conference on the industrial benefits to Canada of the pipeline project.

---

### **Manpower Planning and Labour Affairs**

---

The March, 1982, draft of Section II of the Manpower Plan dealing with construction of the Yukon segment of the pipeline and with the operations phase of the entire line was reviewed during this fiscal year by representatives of the Yukon Territorial Government, the Canada Employment and Immigration Commission, and Agency staff. The results of this review were subsequently conveyed to Foothills.

The draft includes the Opportunity Measures Plan, which outlines the steps the company will take to provide for the training and employment of native people and women. The company's previously approved Opportunity Measures Plans were successfully implemented during construction in 1982 on the Eastern Leg, with employment of native people averaging

about 6.5 per cent of total workdays on the pipeline itself and approximately 5.5 per cent on the related facilities. The participation of native people in the work-force was consistent with their proportionate representation in the two provinces. Employment of women on the project during 1982 was 4.4 per cent on the pipeline and 3.3 per cent on its related facilities.

A building trades strike in Saskatchewan, which lasted from early May to late August, 1982, delayed completion of the compressor stations at Piapot and Richmond and both the compressor and meter stations at Monchy. This work stoppage did not affect the opening date of September 1, 1982, of the Eastern Leg as approvals were granted to bypass the Monchy station with a short section of line and to meter the gas at McNeil, Alberta, on a temporary basis by employing facilities on the adjacent Nova pipeline.

---

### **Transportation and Logistics**

---

In October, 1982, the Agency informed Foothills that the company's transportation and logistics plan was acceptable. Because of the set-back in the construction schedule, however, the Agency deferred public review of this plan. Following such a review and any revisions that might result, the company's document would be considered for formal approval by the Agency.

Submitted by Foothills in May, the transportation and logistics plan identifies the routes and types of facilities the company plans to use for the safe and efficient transportation of pipe, materials, equipment, fuel and personnel. The plan also summarizes the measures each of the Foothills' segment companies will follow to ensure minimal disruption of regional transportation services.

With the co-operation of the Yukon Government and Public Works Canada, the Agency sponsored a four-month traffic study along the Alaska Highway during the summer of 1982. Local high school students were hired to obtain information on the numbers, types and directions of vehicles travelling along the Alaska Highway between the Yukon-British Columbia border and the Yukon-Alaska border. Since the highway will be one of the main routes used for the supply of pipe and materials for the Alaska Highway Gas Pipeline in Yukon, the study provided a data base against which the increase in traffic and large-sized vehicles related to the project can be measured.



---

## Exercise of Delegated Federal Regulatory Powers

---

The Agency issued a number of permits and authorizations during the year under the authority of the *Northern Inland Waters Act* and the *Territorial Lands Act*, which for the purposes of the pipeline was transferred to the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

In Yukon, one land-use permit was issued to Foothills in respect of geotechnical investigations. Several land-use permits were amended or extended to allow Foothills to complete weather monitoring observations, ground-water studies, and to continue operation of the Quill Creek Test Site.

An Agency official based in Whitehorse administered the permits and carried out field inspections to ensure compliance with the provisions governing these activities.

Discussions continued with the Yukon Territorial Government and the Department of Indian and Northern Affairs (DINA) to establish the terms for a grant of easement to Foothills (South Yukon) for a right-of-way across Crown land for pipeline purposes. By year's end, a final draft of the agreement relating to the grant had been prepared and agreed to by all concerned parties.

Also during the latter part of the year, the Agency submitted to DINA a number of applications for temporary reservations of Crown land in Yukon, these being lands required for work-camps, storage disposal sites, and other purposes during construction of the pipeline.

---

## Field Surveillance

---

A four-man team of surveillance officers representing the Northern Pipeline Agency was established at a field office in Beiseker, Alberta, 58.5 km (35 mi.) northeast of Calgary, to oversee Eastern Leg construction activities when they resumed in the province in March, 1982. By early April, these activities were in full swing with the commencement of welding, coating and wrapping, and lowering-in of pipe in four sections extending over a total distance of 207 km (128.5 mi.). Installation was also begun of a second, electrically driven compressor unit at Jenner. In addition, work was resumed from the previous year on the assembly of mainline valves and the installation of cross-over installations

linking the Eastern Leg in Alberta with a parallel section of pipeline owned by Nova.



Test run near Standard, Alberta, of a prototype coat and wrap machine which uses state of the art technology for hydraulic operation and electronic controls.

The Foothills' contractor in Alberta, Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., began construction on a 62-km (39-mi.) section extending eastward from a point near Rosebud to Gem. Marine began in June to move westward from the Rosebud area to Hicklon Lake. This sequence of work was the result of spring thaw conditions and government-imposed road bans that would otherwise hamper construction activity.

These mainline activities concluded on August 23 and the field surveillance office at Beiseker was closed a few days later.

As noted previously, resumption of construction in 1982 of three compressor stations and a meter station in Saskatchewan was delayed by a building trades strike for several months, but got under way again in September. A surveillance office located in Medicine Hat was closed in late October, but two surveillance officers remained in the vicinity to oversee compressor station construction.

By March 31, compressor station construction was virtually complete and the remaining two surveillance officers were released.

During the 1982 construction season, as in previous years, the field surveillance offices provided daily reports by facsimile transmission machines to the

Agency's main operational office in Calgary, which in turn fed the information into a computer data bank. The nature of the daily report was further refined during the course of construction activity to provide an ongoing record of the progress being made for the use of the NPA, the National Energy Board, and the Government of Alberta.



The Agency's Senior Surveillance Officer arrives on site to investigate progress of Eastern Leg construction in 1982.

---

### Environmental Surveillance and Monitoring

---

As a means of bolstering its ability to identify and conduct surveillance on archaeological sites, the Agency engaged the services of a staff archaeologist in early 1982. Liaison with Alberta Culture and the Province of Saskatchewan's Heritage Management Division resulted in successful protection of archaeological sites along the Eastern Leg during the 1982 construction season. This officer's specialization in the assessment of resource development impact on traditional life-styles and land-use practices was also utilized in the review of socio-economic plans and reports

submitted by Foothills on archaeological and cultural matters.

In the spring of 1982, the Agency's environmental group began field trips as part of a program developed earlier in the year to monitor completed portions of the pipeline right-of-way in Alberta, Saskatchewan and southeastern British Columbia to ensure continued compliance with the environmental terms and conditions. The group monitored the success of revegetation and erosion control methods, fisheries and wildlife protection, slope stability and water quality.

Agency environmental staff also undertook the analysis and interpretation of wildlife observation data collected by surveillance officers during 1981 and 1982 construction.



---

## Engineering Activities

---

By the beginning of the fiscal year, the Designated Officer had granted all of the engineering approvals required by Foothills to begin construction of the final 207 km (129 mi.) of the mainline of the Eastern Leg in Alberta. Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., Foothills' contractor, had begun construction in late March on a 62-km (39-mi.) section running east from Jenner to the South Saskatchewan River. Marine was also under contract to fabricate and install valve assemblies at 32-km (20-mi.) intervals along the Eastern Leg, including the portions built in 1981 in Saskatchewan and Alberta.

In addition, the Foothills' program in Alberta included the installation of a second, electrically driven compressor unit at Jenner. (The first compressor unit, a gas-powered turbine, was installed at Jenner in 1981.)

During the year, Foothills put forward for the Agency's consideration a number of new technical submissions and revisions to previously submitted or approved documents and drawings. A total of 25 submissions related to detailed design drawings, 7 related to welding procedures, 17 concerned the hydrostatic testing of the pipeline, compressor and meter stations, and 13 were associated with construction inspection procedures and scheduling. All of these additional submissions were subsequently approved by the Designated Officer. All hydrostatic testing of the pipeline was also monitored by Agency staff to ensure compliance with National Energy Board and NPA requirements, accepted practice and approved procedures.

Marine Pipeline completed the valve assembly installations within the same time frame as mainline construction in Alberta. On August 25, the NEB granted leave-to-open the last section of the Eastern Leg and the first compressor unit at Jenner.

The 1982 Eastern Leg construction program in Saskatchewan consisted of valve assembly installations, completion of the compressor stations at Piapot and Monchy, a meter station at Monchy, and the start of construction of an additional compressor station at Richmond.

As noted previously, an extended building trades strike in Saskatchewan in early May halted work on all compressor and meter stations within the province. As a result, it became impossible for these facilities to be completed by September 1, the date the Eastern Leg was scheduled to become fully operational. The strike

compelled Foothills to install a temporary bypass around the Monchy compressor and meter stations to accommodate the scheduled gas flows to the United States. In addition, Foothills installed further cross-over connections with the parallel Nova pipeline to make use of its compression capacity and to utilize its metering station at McNeil near the Alberta/Saskatchewan border to measure the export gas flows along the Eastern Leg. The Agency's engineering staff reviewed the criteria and detailed designs for these project revisions and the Designated Officer issued the necessary approvals for the work to proceed on schedule. Construction of the compressor and meter facilities resumed following settlement of the building trades dispute in late August, 1982.

Construction in Saskatchewan proceeded smoothly during the remainder of the fiscal year, although it was necessary to revise schedules to reflect the effect of the Saskatchewan strike and the advent of harsher than usual winter conditions. Agency staff witnessed all hydrostatic testing at the remaining stations as construction progressed. The Monchy meter station was granted leave-to-open on November 24, allowing for the isolation and disconnection of the temporary bypass. (This pipe was removed and reclaimed during the summer of 1983.) Leave-to-open was granted for the Piapot station on January 26, 1983, and for the Monchy compressor station on February 16. (Work on the Richmond station was completed and leave-to-open granted on May 9, 1983.)

During the year, the engineering staff of the Agency also completed its review of the detailed design criteria formulated by Foothills for overcoming the potential problem of scouring as it involves pipeline crossings of rivers and streams in southern Yukon. The staff also kept abreast of the activities of the Cold Regions Engineering Technical Committee, which was established by the Office of the Federal Inspector in the United States to advise the Federal Inspector on frost-heave and other cold region matters.

---

## Quill Creek Test Facility

---

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. maintained monitoring all test installations at the Quill Creek Test Facility. The number of Foothills' staff working on the site was reduced when the nearby camp facilities were closed and moved out but data from the test installations continued to be gathered by automatic, remote electronic read-outs and by periodic manual surveys by Foothills' staff from Whitehorse and Calgary. Minor gaps in the data collections have occurred due to lightning-induced and other temporary technical failures.



---

## Maximizing of Pipe Stability in Problem Areas

---

The staff of the Agency continued its review of concepts and criteria developed by Foothills and its consultants as a means of maximizing the stability of the pipeline in areas in South Yukon that posed potential problems. These included problems of frost heave and thaw settlement in areas of discontinuous permafrost, problems of shifting soil structures and of the liquefaction of the soil that can be caused by earthquakes in the several seismically active areas through which the pipeline is to be routed, and problems of achieving stability of the pipe along various types of ground slopes.

From the beginning, it was anticipated that the gas from Prudhoe Bay would be maintained below the freezing point as it moved through the pipeline in Alaska. Originally, Foothills proposed that the gas be maintained in a chilled state until it reached the first compressor in Yukon, which is to be situated at a point about 65 km (39 mi.) from the Alaskan border. In late 1981, however, Foothills decided that it would be preferable to maintain the gas in chilled condition until it

reached the second compressor station in the Territory, which is proposed to be located approximately 214 km (133 mi.) from the Alaskan border. As of the end of the year, however, the company had not submitted reports to the Agency indicating the implications of this change in design with respect to pipeline stability, particularly as it relates to problems of frost heave and thaw settlement.

The additional site specific investigations needed to complete the analysis have also not been submitted to the Agency. With the announced delay in project completion in April, 1982, Foothills significantly reduced its field drilling and testing programs.

The geotechnical program subsequently was restricted to portions of the route where minor relocations were being considered for improved road and river-crossing sites. During the fall, Foothills also located and instrumented a new test area called the Marsh Lake Active Layer Heave Site. The objectives of this investigation are to measure the amount of frost heave occurring in the active layer of earth during and after "freeze-back" of the soil, and to evaluate various methods for measuring ground heave.



Construction crews wrap the pipe in wire mesh prior to its encasement in concrete.

---

## Environmental Assessment and Review Panel for Yukon

---

In a final report submitted to the Minister of the Environment in October, 1982, the federal Environmental Assessment Panel studying the implications of building the Alaska Highway Pipeline said it was "satisfied that Foothills has demonstrated the ability to design the project in a manner that will avoid major environmental impacts and will give protection to fishery and wildlife resource values along the pipeline route". The Panel further stated that the company and regulatory authorities concerned, primarily the Northern Pipeline Agency, "have a good grasp of the physical and biological problems and the options for solutions to these problems". The report is based on hearings held in June, 1982, in Whitehorse, Yukon—the third set of hearings held since 1979 on Foothills' environmental planning for the pipeline project.

The Panel noted certain areas where further research and development were needed, especially with respect to geotechnical matters. It recommended studies continue on frost heave and thaw settlement in

areas of discontinuous permafrost to ensure the pipe will remain stable and operate safely.

The technical feasibility of the Kluane Lake crossing also required ongoing review, the Panel concluded, as did river-crossing designs and revegetation and erosion-control procedures. In addition, the report listed several documents Foothills should prepare, including a plan on the location, operation and restoration of granular resource sites and a report on areas where waterfowl are prone to disturbance.

The Panel agreed with the routes proposed by the company in the Marsh Lakes-Michie Squanga region southeast of Whitehorse, the Rancheria Valley area near the British Columbia border, and across Kluane Lake. As indicated earlier, and elaborated on in the following section, the Environmental Assessment Panel raised questions in a previous report regarding the routing of the pipeline through the Ibex Pass area west and south of Whitehorse which led to further consideration of this issue by both the Yukon Territorial Government and the Agency.

---

## Establishment of the Pipeline Route Through Yukon

---

The major question at issue with respect to the proposed routing of the pipeline through Yukon, which was brought to the fore by the Environmental Assessment Panel in its report of July, 1981, involved the proposal by Foothills to run the line through the Ibex Pass to the west and south of Whitehorse.

While the Panel concluded that the pipeline could be installed without unduly adverse environmental impact, it expressed concern that ongoing damage to the environment might be caused by easier entry of people to the area that could be provided along the pipeline right-of-way and access roads following construction. In addition, the Panel also expressed concern that the choice of the Ibex passage would foreclose alternative locations for linking the mainline with the proposed Dempster Lateral to provide access to Canadian gas in the Mackenzie Delta.

In response to the potential environmental problems associated with increased access to the Ibex region that the Panel identified, the Yukon Territorial Government and the Northern Pipeline Agency jointly funded a study by an independent consultant on alternative means available to preserve the environmental character of the area regardless of whether or not the pipeline were extended through it.



An electrically driven compressor, the second unit for the Jenner, Alberta, compressor station, is moved into place.



Following consideration of the consultant's study, the Yukon Territorial Government announced in early 1983 that it intended to designate the Ibex Pass as a Special Management Area in order to protect the land and wildlife inhabiting it. The Yukon Territorial Government also endorsed the routing of the pipeline through the Pass. The Yukon Advisory Council had earlier expressed support for the Ibex route provided that special measures similar to those proposed by the YTG were adopted to control public access to the area.

On March 1, 1983, Senator Olson announced approval by the Designated Officer of the final route of the 830-km (515-mi.) section of the pipeline through Yukon, including the proposed routing through the Ibex Pass. The Minister noted that Agency officials had concluded that pipeline installations through the Ibex would not restrict the options open with respect to the point of connection of the proposed Dempster Lateral with the mainline.

---

## **Cost-Control Procedures**

---

Throughout the year the Agency worked closely with the staff of the National Energy Board in reviewing Foothills' estimates of the Stage I capital costs of the pipeline project. These estimates were subsequently considered at a public hearing in Ottawa, following which the National Energy Board issued its decision on the final design cost estimates that it was prepared to allow for purposes of calculating the Incentive Rate of Return. Under this incentive scheme, pipeline companies can earn a higher than normal rate of return on their equity investment in the project if actual costs are lower than the estimated costs approved by the Board and a reduced rate of return if costs exceed those estimates.

Following the completion of construction of any segment of the project, the actual capital costs are audited and again considered at a public hearing to determine whether these expenditures have been prudently incurred and, therefore, are acceptable for inclusion in a company's rate base.

The National Energy Board conducted a hearing in Ottawa in late June and early July, 1982, to examine submissions by Foothills on a number of outstanding matters.

In addition to considering the acceptability of actual construction costs previously incurred, the hearing also examined certain revisions in the final design cost esti-

mate for the Eastern Leg which had been proposed by Foothills to reflect conceptual changes in the design and operating provisions that had been made since the Eastern Leg cost estimate had originally been submitted. These conceptual changes included the installation of a series of cross-overs to integrate the Eastern Leg with the Nova delivery system between James River and the Alberta/Saskatchewan border and the establishment of a compressor station at Richmond, Saskatchewan.

In its decision of August, 1982, the Board approved the actual filed costs for the Alberta section of the Western Leg of \$93,080,000, but reduced the filed cost for the south B.C. section by \$110,000 to \$81,862,000. The Board reduced the revised final design cost estimate for the Eastern Leg submitted by Foothills to reflect its conceptual changes in design and operations by some \$2,380,000. The NEB decision concluded that certain proposed interconnecting facilities in Saskatchewan were not required for the first phase of the project and that the allowance the company had claimed for contingencies was excessive.

---

## **Right-of-Way Issues**

---

### **Plans, Profiles and Books of Reference**

In early 1983, Agency staff reviewed and approved the Plans, Profiles and Books of Reference both for Yukon and the Swift River section of the pipeline route located in northern British Columbia. The plans, profiles and books of reference for a 56.5-km (35.2-mi.) portion of the mainline from James River junction to Rocky Mountain House in Alberta were also received and approved.

For Saskatchewan, the Agency received and approved a plan, profile and book of reference for the temporary Monchy bypass.

### **Pipeline Crossings**

Agency staff reviewed and approved a number of applications by the Foothills' companies for the crossing of various highways and utilities in Alberta and Saskatchewan by the Eastern Leg. Two applications by other companies to cross Foothills' pipeline facilities in the two provinces were also reviewed and approved. In addition, Agency staff reviewed and made recommendations to the National Energy Board for crossings by other companies of Foothills' pipeline facilities operating in those areas under the Board's jurisdiction.





In preparation for a major river crossing, floats are attached to the pipe to maintain buoyancy while pulling the pipe across the body of water.

Agency staff also co-ordinated the granting of a number of approvals by other federal authorities involving pipeline crossings during the 1982 construction season. Two orders approving the crossings of navigable water in Alberta were authorized by the Ministry of Transport. The Railway Transport Committee of the Canadian Transport Commission issued orders authorizing the crossing of four railway lines in Alberta.

The International Boundary Commission also gave approval for a temporary pipeline crossing of the Canada-United States boundary near Monchy, Saskatchewan, under the *International Boundary Commission Act*.

#### **Landowner Concerns**

Agency staff continued to monitor the efforts of the various Foothills' companies to complete negotiations of damage settlements and to deal with any other concerns of landowners on the completed sections of the pipeline in Alberta, Saskatchewan and southeastern British Columbia.

The negotiation of damage settlements was largely completed by the end of the year with the exception of a few still outstanding in southeastern British Columbia.

#### **Leave-to-take Additional Lands**

Following a hearing held at Rocky Mountain House, Alberta, in November, 1981, the Designated Officer issued a number of orders authorizing Foothills to take additional lands for the purpose of constructing, maintaining and operating the pipeline along a 56.6-km (35.2-mi) section of the mainline north of Caroline, Alberta. Subsequently, two landowners launched an appeal against one of these orders of the Designated Officer in the Federal Court of Appeal, which was dismissed following a hearing in Edmonton in October, 1982.

Part of the additional lands sought by Foothills consisted of temporary working space required for construction only and the orders specified that the use of this space would end on December 31, 1983. Since



Sideboom tractors lower the pipe into the river bed during Eastern Leg construction.

construction of this section was later deferred, the time limitation specified in the orders would have had the effect of making the temporary working space unavailable to Foothills. In mid-November, 1982, the company applied to have the expiry dates for the use of the temporary working space extended two years from the date on which leave-to-proceed with construction was granted.

Subsequently, Foothills notified affected landowners of its new application and the reasons for it and in January, 1983, Agency officials met with certain of those landowners to discuss the company's revised proposal. There having been no other submissions, the Designated Officer later issued amending orders authorizing use of the temporary working space for a period of two years from the time leave-to-proceed with construction of the pipeline was granted in the area within which the lands are situated.

## Route Hearings

Following service on landowners in Yukon and in the Swift River area of northeastern British Columbia of the landowners' Information Booklet in December, 1980, and January, 1981, three holders of quartz mineral claims objected to the proposed pipeline route in the Ibex Pass area of Yukon.

In mid-February, 1983, the Designated Officer of the Agency heard the representations of the claim holders and of Foothills. Three route orders defining the pipeline route across the quartz mineral claims were issued later that same month. Subsequently, Foothills and one of the claim holders reached agreement as to a minor route realignment and this agreement was concurred in by the Designated Officer.



Construction crews prepare to lower the pipe into the river bed during Eastern Leg construction.



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1983, is reproduced as Appendix A to this report.

Estimates for 1982-83 provided \$9.5 million for the operation of the Agency. Actual expenditure was \$6.7 million, \$2.8 million less than the amount approved by Parliament. The number of person-years authorized for 1982-83 amounted to 134, of which only 90 were used. The shortfall in expenditure and manpower utilization reflected the continued delay in the scheduled start of construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project and the reduction of planning activities by Foothills and, consequently, of the Agency.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1 (2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling \$7.5 million were made. Of this total, \$6.9 million was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, which represented the unrecovered balance from the previous fiscal year and part of 1982-83 expenditures by the Agency. In addition, \$600,000 was recovered from various other departments and agencies of the federal government to which certain NPA employees had been seconded

following the phasing down of Agency activities that was begun early in the fiscal year because of the further delay encountered in proceeding with Phase II construction of the project. All recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

Enquiries of the Agency are answered in the language chosen by the enquirer and publications are available in both official languages. Employees in Ottawa, 43 per cent of whom have French as their first official language, may work and receive service in the language of their choice. Within the merit principle, every reasonable effort is made to balance the participation of both linguistic communities, including the advertisement of competitions through media serving the official languages minorities. The working language of the Calgary office is English, but it is the policy of the Agency to ensure that a minimum of two employees, one officer and one member of support staff, are qualified and available to provide service to the public in the French language.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 593-7466 or by writing to the Head Office, the address of which is shown in Appendix D to this report.



---

# Taking Stock

---

---

## A Look Back on the First Five Years by Commissioner Mitchell Sharp

---

With the completion of first-stage construction of the Alaska Highway Gas Pipeline and the further delay in proceeding with the challenging second stage in the North, this seems to be an appropriate time and place in which to review the operations of the Northern Pipeline Agency in relation to the tasks assigned to it by the *Northern Pipeline Act*—particularly its role as a 'single window' for the regulation of the project at the federal level.

The basic provisions for carrying out the joint construction in Canada and the United States of the project were embodied in the agreement between the two governments that was signed in September, 1977, following years of intensive study.

The *Northern Pipeline Act*, which came into force in April of 1978, served as a means of both implementing the provisions of the bilateral Canada-U.S. agreement and of bringing into being the Northern Pipeline Agency as the primary instrument for achieving the objectives of the project in this country that had been laid down by the government and Parliament.

With the passage of time, the circumstances that led to the formulation of those objectives, and the establishment of the Agency to do everything possible to ensure that they were met are sometimes forgotten. It is important to remember, therefore, that to a very considerable extent the provisions of the *Northern Pipeline Act* were aimed at avoiding a repetition in the case of the Alaska Highway Gas Pipeline of the harsh experiences encountered earlier in the 1970s in connection with the building of the 800-mile Trans-Alaska oil pipeline from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to Valdez on the south coast. These adverse impacts resulted from inadequate research and plan-

ning required to identify and overcome major technical problems in the design and engineering of the pipeline and to minimize adverse environmental impacts, a failure on the part of the project sponsor and governments to take steps to prevent the limited social infrastructure of Alaska from being overwhelmed by the massive influx of people associated with the project, inadequate initial planning to take account of the undertaking as it affected the interests of native people, and delays and confusion created by a lack of co-ordination of the many federal and state government departments and agencies involved. The widespread concern in this country that every effort should be made to avoid a repetition of these adverse experiences in the building of a gas pipeline through Canada was reflected in such reports as those of the Berger, Lysyk and Hill Inquiries and of the National Energy Board and, of course, in the extensive debates on the question in Parliament.

Apart from its purpose of implementing the terms of the bilateral agreement with the United States, the *Northern Pipeline Act* laid down two basic objectives in connection with the undertaking of the pipeline project in Canada. One was to facilitate its efficient and expeditious planning and construction. The other was to ensure that planning and construction were carried out in a way that would avoid or minimize any adverse socio-economic and environmental impacts while at the same time maximizing the economic benefits of the undertaking both regionally and nationally. In particular, the legislation stipulated that special account was to be taken of the interests of people—especially native people—living within the vicinity of the pipeline.

The establishment by Parliament of the Northern Pipeline Agency as the primary instrument at the federal level for implementing these basic objectives represented a unique experiment. This was an experiment many groups had advocated as a means of trying to ensure that the adverse experiences in the building of the oil pipeline in Alaska would not be repeated

when it came to building a 2,000-mile gas pipeline from the Alaska-Yukon border to Canada's border with the lower 48 states.

The Northern Pipeline Agency was created essentially to serve as a 'single window' through which federal authorities concerned with the project could deal with the Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., with provincial and territorial governments involved in the project, and with U.S. jurisdictions dealing with the design and construction of the pipeline. (In certain areas, however, the National Energy Board also exercises an important degree of authority with respect to the pipeline in Canada—for example, in determining permissible tolls and tariffs.)

I must acknowledge that the major challenges the Agency was basically established to overcome—social, environmental, economic, technical—concern the building of the pipeline in the Far North and, hence, still lie ahead. Only the future will tell how well we have prepared, how well we have planned. Nevertheless, the Agency has acquired extensive experience over the past five years not only in overseeing the planning to date of the entire pipeline, but also construction of the first stage of the system in Canada—an undertaking that involved an investment of nearly \$1 billion. Based on that experience, I believe the approach adopted by Parliament of establishing the Northern Pipeline Agency as a 'single window' for the regulation at the federal level of such a massive and complex project that touches the lives of so many people has proved to have been a wise one.

To assist it in carrying out the many facets of its mandate, the Agency has been made up of staff having a broad range of professional and technical skills. Its personnel has included geotechnical and pipeline engineers, right-of-way specialists, scheduling experts, a fisheries biologist, an hydrologist and other environmental scientists, officers skilled in maintaining surveillance with respect to engineering and environmental concerns during the course of actual construction, accountants, and other experts in such fields as socio-economic concerns, logistics, communications, manpower planning and labour relations, and procurement practices. While the Agency functioned in a number of respects as a regular department of government, the status conferred on it as a separate employer greatly facilitated the Agency's ability to recruit the skilled personnel it required.

As I indicated earlier, one of the primary objectives laid down in the *Northern Pipeline Act* was that everything reasonably possible be done in the planning, construction and operation of the project in Canada to maximize regional and national economic benefits and

to minimize adverse social and environmental impacts. To achieve that objective, one of the early tasks of the Agency was the development of detailed socio-economic and environmental terms and conditions covering the various segments of the pipeline in this country. These terms and conditions were the subject of extensive consultation with other levels of government concerned with the undertaking and various interest groups. In Yukon and northern British Columbia they were also the subject of a number of public hearings.

In addition to these socio-economic and environmental terms and conditions, the Agency also established a number of technical conditions that Foothills was required to meet in order to ensure the safety and integrity of the pipeline system.

The engineering challenge posed by the building of the more than 3 000 km (2,000 mi.) of the pipeline system in Canada is made all the greater by the fact that a significant portion of the route in the far northern area is composed of continuous and discontinuous permafrost, which poses problems of frost heave and thaw settlement that could cause the pipe to rupture in the absence of off-setting measures. As I have already indicated, the Agency's technical orders place specific requirements on Foothills to meet engineering criteria and, similar to the socio-economic and environmental terms and conditions, to submit detailed plans and proposals for approval by the Designated Officer of the Agency.

Subsequently, a good deal of the work of the Agency was concerned with overseeing the development of plans by Foothills for compliance with these socio-economic and environmental terms and conditions and technical requirements throughout the length of the system in this country and overseeing their implementation with respect to the construction and later operation of the Western and Eastern Legs.

As a general pattern, the companies in each segment have been required to provide detailed plans indicating the steps they propose to follow in order to comply with the terms and conditions and technical requirements. These plans, in turn, have been approved by the Agency (in most cases, following review and comment by other government bodies and interest groups) and enforced by its surveillance staff. During Phase I construction in Saskatchewan, Alberta and southeastern British Columbia, I believe the terms and conditions and plans proved effective in accomplishing the objectives of the legislation.

The *Northern Pipeline Act* required Foothills to prepare two specific plans for the approval of the Minister responsible for the Agency. One was a Procurement



Plan by which the company spelled out the steps it intended to take to ensure that the project achieved the maximum input of Canadian goods and services that was practicable and the greatest possible stimulus to domestic research, development and expansion of the industrial base. The other requirement was for the submission of a Manpower Plan under which Foothills detailed the measures it intended to adopt so as to ensure the greatest possible employment of Canadian workers in the planning, construction and operation of the system.

The Procurement Plan submitted by the company in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act* has subsequently become a model for other federal departments and agencies with respect to certain other major industrial projects. In the construction of the first stage of the Foothills system, Canadian content in terms of value added amounted to 87 per cent on the Eastern Leg and 91 per cent on the Western Leg. The first phase of the project also produced a number of important industrial benefits, including development of a world-scale burst testing facility for pipe in Alberta and another at Quill Creek in Yukon to assist in the development of construction and design techniques capable of resolving problems of routing the pipeline through areas of discontinuous permafrost, development of a new revegetation machine known as the Hodder Gouger, the large-scale use of automatic welding machines, and the establishment of facilities for manufacturing of turbo-machinery in Canada and the expansion of facilities for the manufacture of large valves and fittings.

Supplementing the Manpower Plan developed by Foothills for the maximum employment of Canadian labour in the planning, construction and operation of the project were additional plans for training qualified residents in adjacent areas who wished to obtain employment on the project and the adoption of affirmative action plans aimed at providing employment opportunities for native people and women. While results from the Manpower Plan and related plans were substantial on Phase I, the real benefits of these measures are expected to be realized when Phase II is commenced. Inventories of available persons and skills—never previously available—have already been made in Yukon and northern British Columbia in anticipation of mainline construction.

The *Northern Pipeline Act* requires that the interests of native people be taken into account in the planning and construction of the pipeline and that native land claims, as they might affect the construction of the pipeline, be dealt with in a just and equitable manner. The Agency attempted with some success to establish close relations with native associations and groups

and, through extensive consultations and two public hearings, obtained their views. Much of this work related to Phase II, but significant results were achieved during the first stage. This was particularly the case with respect to native employment on construction, which amounted to more than six per cent of person-days. This percentage equates well to the representation of native people in the provinces concerned. As construction moves north, greater participation is expected.

Native land claims in Yukon were carefully taken into account during the selection of the final route for the pipeline and many changes were made in response to direct concerns expressed by the native people. While the selection of the exact route of the pipeline is less advanced in northern British Columbia and Alberta, active information and consultation programs with native groups are under way.

To enable it to carry out its function as a regulatory body that would serve as a 'single window' on behalf of the federal government, the Northern Pipeline Agency was granted extensive authority under the *Northern Pipeline Act*. This capacity of the NPA to operate as a 'single window' was reinforced by the further provisions in the legislation that provided for the transfer to the Agency of additional powers related to the pipeline from other federal departments and agencies, including the delegation of substantial regulatory authority from the National Energy Board and the appointment as Designated Officer and Deputy Administrator of the Agency of an Associate Vice-Chairman of the Board. While certain federal bodies retained responsibility for some specific aspects of the project, the Agency developed close and effective working relationships with them.

Although the Northern Pipeline Agency possesses extensive authority with respect to the pipeline project in areas coming under federal jurisdiction, it has from the beginning made a concerted effort to operate to the greatest extent possible at the federal level through consultation and co-operation with other interested departments and agencies.

A similar approach has also characterized the Agency's dealings with many other governments, organizations and special interest groups concerned with the project. This has involved extensive meetings with U.S. authorities, with officials of provincial and territorial governments, with native and other special interest groups, with municipalities, with suppliers, with labour unions, with landowners and, of course, with the segment companies of Foothills. Proposed environmental and socio-economic terms and conditions, and plans developed as part of those terms and conditions,



were made available to all interested parties and the public for comment before being approved by the Agency. Public hearings were also held in Yukon and northern and southern British Columbia to review draft terms and conditions and other issues.

Advisory Councils representative of the regions were established in northern British Columbia and Yukon to provide the Minister with the benefit of their counsel based on their knowledge and experience of local conditions and circumstances. As provided for in the Act, a Federal-Provincial-Territorial Consultative Council was also created to facilitate co-ordination and co-operation between these jurisdictions. In addition, the House of Commons and the Senate took the unique step of establishing special committees to monitor the entire project and oversee the operations of the Northern Pipeline Agency.

To keep in contact with the communities along the pipeline route and to inform the interested public, the Agency conducted numerous initiatives, including a monthly publication titled "Pipeline", which was widely distributed.

Undoubtedly all of these endeavours on the part of the Agency that I have just outlined will be resumed in full measure once activity leading to the commencement of second-stage construction of the pipeline again begins to gather momentum. Meanwhile, however, this—as I noted at the outset—has seemed to be a good time and place in which to take stock of what has been accomplished to date through the unique approach adopted some five years ago by Parliament in an effort to provide effective and efficient direction and control over a massive and complex project that in one way or another has the potential to affect the interests of millions of Canadians.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

Senator the Honourable H.A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1983. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1983 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, reading "Kenneth M. Dye".

Kenneth M. Dye, F.C.A.  
Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario  
September 15, 1983

**NORTHERN PIPELINE AGENCY**

Statement of Expenditure and Receipts  
for the year ended March 31, 1983

	<u>1983</u>	<u>1982</u>
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	\$4,789,364	\$4,519,297
Rentals	733,354	838,042
Travel and communication	542,788	809,405
Professional and special services	351,217	518,743
Material and supplies	114,623	221,474
Furniture and equipment	48,227	97,744
Information	44,257	73,707
Other	66,051	58,547
	<u>6,689,881</u>	<u>7,136,959</u>
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 4)	6,893,422	7,137,897
Secondment of Agency staff	609,759	—
Other recoveries	8,024	38,306
	<u>7,511,205</u>	<u>7,176,203</u>
Excess of receipts over expenditure	<u>\$ 821,324</u>	<u>\$ 39,244</u>

Approved by:

  
\_\_\_\_\_  
Commissioner

  
\_\_\_\_\_  
Chief Financial Officer



## **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

### **Notes to Statement of Expenditure and Receipts March 31, 1983**

#### **1. Authority and objective**

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### **2. Accounting policies**

##### **Expenditure**

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### **Receipts**

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### **3. Expenditure**

Expenditure for the year was provided for as follows:

	<u>1983</u>	<u>1982</u>
Parliamentary appropriations		
Economic Development		
Vote 5—Program expenditures	\$8,871,000	\$8,474,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	654,000	595,000
	<u>9,525,000</u>	<u>9,069,000</u>
Lapsed in accordance with Section 30 of the Financial Administration Act and Treasury Board Circular 1979-41	(2,835,119)	(1,935,509)
	<u>6,689,881</u>	<u>7,133,491</u>
Government departments which provided services without charge	—	3,468
	<u>\$6,689,881</u>	<u>\$7,136,959</u>

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	<u>1983</u>	<u>1982</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$6,689,881	\$7,136,959
Adjustment in respect of employee benefits	(641,000)	—
Secondment of Agency staff	(609,759)	—
Other recoveries	(8,024)	(38,306)
	<u>5,431,098</u>	<u>7,098,653</u>
Costs to be recovered in the following year	(455,647)	(1,917,971)
Prior year costs recovered in the current year	<u>1,917,971</u>	<u>1,957,215</u>
	<u>\$6,893,422</u>	<u>\$7,137,897</u>

The Agency's share of employee benefits paid to the government since 1978 has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year have been adjusted accordingly.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1983 are estimated at \$105,000 (1982—\$695,000).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities since May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations unpaid costs as at July 26, 1983, are estimated at \$1,780,000, including relocation costs.

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back two years to 1989 and all parties were to scale down their activities to correspond to a revised construction schedule.

The Agency was able to reduce staff costs through secondments to other departments and by terminations for 45 employees during the latter part of the year. Certain other costs were also reduced during the year and certain excess space has been released.

In June 1983, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced a further reduction in its activities and over the next year, the Agency will make further reductions to scale down its activities to correspond to those of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

---

# The Role of the Northern Pipeline Agency

---

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska

and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who is also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline. A list of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency offices can be found in Appendix D on Page 30.



## Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, An Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies—Pacific Gas

Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company—have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.<sup>1</sup> An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.<sup>2</sup>

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.

<sup>2</sup> Yukon 233 mi. of 48 in. Saskatchewan 160 mi. of 42 in.  
275 mi. of 56 in.  
B.C. (North) 444 mi. of 56 in. B.C. (South) 106 mi. of 36 in.  
Alberta 334 mi. of 56 in.  
234 mi. of 42 in.  
187 mi. of 36 in.

<sup>3</sup> The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, excluding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be \$10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of \$4.3 billion for the Canadian segments and \$6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately \$38.7 billion to \$47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the \$2.4 to \$2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised-in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately \$17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately \$19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimate with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the further extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

---

## **First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections**

---

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

The first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately \$1.4 billion (U.S.) for the American section and \$928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, is comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. Gas began to flow through the system on September 1, 1982.

# Northern Pipeline Agency

---

## Senior Officers and Office Locations

### **Ottawa—Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

15th Floor, Varette Building,  
130 Albert Street,  
Ottawa, Ontario,  
K1P 5G4

### **Calgary—Operational Headquarters**

Mr. Harold S. Millican, Administrator,  
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and  
Designated Officer,  
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator.

4th Floor, Shell Centre,  
400-4th Avenue, S.W.,  
Calgary, Alberta.  
T2P 0J4

### **Vancouver**

Mr. Robert Hornal, B.C. Administrator,

18th Floor  
800 Burrard Street  
Vancouver, British Columbia.

#### *Mailing Address:*

P.O. Box 10139,  
Pacific Centre,  
Vancouver, British Columbia.  
V7Y 1C6

### **Whitehorse**

Mr. Ken McKinnon, Yukon Administrator,

Suite 200, 4114 Fourth Avenue,  
Whitehorse, Yukon.  
Y1A 4N7







## Administration du pipe-line du Nord

### Cadres supérieurs et adresses des bureaux

#### Ottawa—Siège social

L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Immeuble Varette

15<sup>e</sup> étage

130, rue Albert

Ottawa (Ontario)

K1P 5G4

#### Calgary—Bureau administratif

M. Harold S. Milligan, directeur

M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire

désigné

M. A. Barry Yates, directeur adjoint

4<sup>e</sup> étage Shell Centre

400, 4<sup>e</sup> Avenue s.-o.

Calgary (Alberta)

T2P 0J4

#### Vancouver

M. Robert Hornal, directeur pour la Colombie-Britannique

18<sup>e</sup> étage,

800, rue Burrard

Vancouver (Colombie-Britannique)

Adresse postale

C.P. 10139

Pacific Centre

Vancouver (Colombie-Britannique)

V7Y 1C6

#### Whitehorse

M. Ken McKinnon, directeur pour le Yukon

Suite 200

4114, 4<sup>e</sup> Avenue

Whitehorse (Yukon)

Y1A 4N7



doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), situé sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux gazoducs de la Northwest Pipeline et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongés de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1<sup>er</sup> octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'étend sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'échelonner sur deux ans. Le réseau est cependant entré en service le 1<sup>er</sup> septembre 1982.

---

## Première étape: Construction des tronçons sud

---

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux États-Unis depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 millions de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept

longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes<sup>2</sup>:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre 443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre 715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre	Colombie- Britannique (nord)	Alberta	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre 377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre 301 km de longueur et 914 mm de diamètre 258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre 171 km de longueur et 914 mm de diamètre	Colombie- Britannique (sud)
-------	---	------------------------------------	---------	---	-----------------------------------

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre<sup>3</sup>.

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si

<sup>2</sup> Yukon	233 mi de longueur et 48 po de diamètre 275 mi de longueur et 56 po de diamètre	Colombie- Britannique (nord)	Alberta	444 mi de longueur et 56 po de diamètre 334 mi de longueur et 56 po de diamètre 234 mi de longueur et 42 po de diamètre 187 mi de longueur et 36 po de diamètre	Saskatchewan	160 mi de longueur et 42 po de diamètre	Colombie- Britannique (sud)	106 mi de longueur et 36 po de diamètre	<sup>3</sup> En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du sud, la longueur de l'embranchement sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre
--------------------	--	------------------------------------	---------	--	--------------	--	-----------------------------------	--	--

le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beau-

fort.

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillian, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux États-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 à 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée à la fin de 1986.

Aux même audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué à 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient aché-

vés en 1987.

A la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux États-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

vi.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page

## Description du projet

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

- Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
- Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49<sup>e</sup> parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada Pipelines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction préliminaire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 720 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49<sup>e</sup> parallèle<sup>1</sup>. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de

<sup>1</sup> Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49<sup>e</sup> parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.



le 27 juillet 1978. Suite à une nouvelle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska. À l'annexe D, page 36, on trouvera la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

## Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartient aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres palliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Le principal bureau administratif se trouve à Calgary et est administré par un directeur nommé par décret, qui s'occupe aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions négatives qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des Autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant 45 employés auprès d'autres ministères, au cours de la dernière partie de l'exercice, et en ayant recours à des cessations d'emploi. Certains autres frais ont également été réduits au cours de l'exercice et la location de quelques locaux en surplus a été annulée.

En juin 1983, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a annoncé une autre réduction de ses activités et, au cours du prochain exercice, l'Administration réduira davantage ses propres activités pour réaménager ses opérations en fonction de celles de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.



#### 4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

1983	1982
Frais recouvrables au titre de l'exercice	
Dépenses de l'exercice	\$6,689,881
Rajustement au titre des prestations aux employés	(641,000)
Détachement d'employés de l'Administration	(609,759)
Autres recouvrements	(8,024)
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	5,431,098
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	1,917,671
	<u>\$7,137,897</u>
	<u>\$7,136,959</u>

La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement depuis 1978 représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

#### 5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

##### Plans de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13 % du total de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1983 sont évalués à \$105,000 (1982 — \$695,000).

##### Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés au 26 juillet 1983, y compris les frais de réinstallation, sont évalués à \$1,780,000.

#### 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, le responsable américain du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée de deux ans, c'est-à-dire jusqu'en 1989. Tous les intervenants doivent réduire leurs activités de manière à respecter le nouveau calendrier des activités.

## ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

## Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées

au 31 mars 1983

## 1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

## 2. Conventions comptables

## Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses une fois acquittés. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses au cours de l'exercice où s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide des crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

## Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées au Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

## 3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été réglées de la manière suivante:

Crédits parlementaires		
Crédit 5—Dépenses du programme	\$8,871,000	\$8,474,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	654,000	595,000
Montant annulé en conformité avec l'article 30 de la Loi sur l'administration financière et la Circulaire 1979-41 du Conseil du Trésor	(2,835,119 )	(1,935,509)
Services offerts gratuitement par les ministères	6,689,881	7,133,491
	—	3,468
	\$6,689,881	\$7,136,959

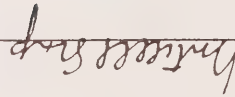
# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des rentrées  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1983

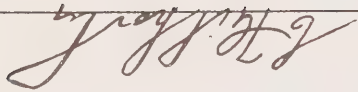
	1983	1982
Dépenses (note 3)		
Traitement et prestations aux employés	\$4,789,364	\$4,519,297
Locations	733,354	838,042
Transports et communications	542,788	809,405
Services professionnels et spéciaux	351,217	518,743
Fournitures et approvisionnements	114,623	221,474
Mobilier et matériel	48,227	97,744
Information	44,257	73,707
Autres	66,051	58,547
Rentrées	6,689,881	7,136,959
Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	6,893,422	7,137,897
Détachement d'employés de l'Administration	609,759	—
Autres recouvrements	8,024	38,306
Excédent des rentrées sur les dépenses	\$ 821,324	\$ 39,244

Approuvé par:

Le directeur général,



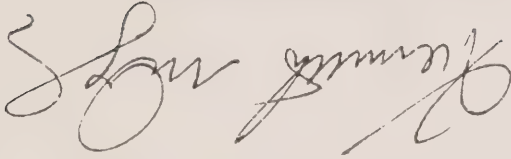
L'agent financier supérieur,





Ottawa (Ontario)  
le 15 septembre 1983

Kenneth M. Dye, F.C.A.



Le vérificateur général du Canada

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1983 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1983. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

L'honorable H.A. (Bud) Olson, C.P., sénateur  
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA



Des conseils consultatifs régionaux ont été établis dans le nord de la Colombie-Britannique et au Yukon pour permettre au Ministre de bénéficier des conseils de personnes parfaitement au courant des conditions locales. Comme le prévoit la Loi, un Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial a aussi été institué en vue de faciliter la coordination et la coopération entre ces ordres de gouvernement. En outre, la Chambre des communes et le Sénat ont pris l'initiative exceptionnelle d'établir des comités spéciaux chargés de superviser le déroulement de tout le projet et de superviser les activités de l'Administration du pipe-line du Nord.

Afin de garder le contact avec les collectivités établies le long du tracé du pipe-line et de bien informer les personnes et groupements intéressés, l'Administration a mis sur pied tout un programme de communication comprenant, entre autres, la distribution de nombreux exemplaires d'une publication mensuelle intitulée «Pipeline».

Il va de soi que les activités de l'Administration reprendront complètement dès que s'intensifieront de nouveau les préparatifs de la seconde phase de construction du pipe-line. En attendant, cependant, l'occasion m'a paru appropriée, comme je le disais au début, de faire le point sur ce qui a été accompli jusqu'ici grâce à la formule tout à fait unique qu'a adoptée le Parlement il y a cinq ans pour assurer la direction et la surveillance efficaces de cette entreprise gigantesque susceptible d'influer, d'une façon ou d'une autre, sur les intérêts de millions de Canadiens.

de réglementation qu'exerce l'Office national de l'énergie et la nomination d'un vice-président associé de l'Office au poste de fonctionnaire désigné et de directeur adjoint de l'Administration. L'Administration a par ailleurs établi des relations de travail étroites et efficaces avec les quelques autres organismes fédéraux qui conservent la responsabilité de certains aspects particuliers du projet.

Malgré l'ampleur des pouvoirs qui lui sont conférés à l'égard du projet dans les domaines de compétence fédérale, l'Administration s'est toujours efforcée, au niveau fédéral, d'agir en consultation et en collaboration avec les autres ministères et organismes intéressés.

Elle entretient d'ailleurs le même genre de rapports avec les nombreux autres gouvernements, organisations et groupes d'intérêts particuliers concernés par le projet. Il en est résulté de nombreuses rencontres avec les représentants des autorités américaines, des gouvernements provinciaux et territoriaux, des municipalités, des associations autochtones et d'autres groupes d'intérêts particuliers, ainsi qu'avec les fournisseurs, les syndicats, les propriétaires terriens et, bien sûr, les compagnies du groupe Foothills. L'Administration s'est fait un devoir, avant d'approuver les modalités écologiques et socio-économiques et les plans s'y rapportant, d'en communiquer le contenu à toutes les parties intéressées et au grand public pour qu'ils lui fassent part de leurs observations. Des audiences ont aussi été organisées au Yukon et dans le nord et le sud de la Colombie-Britannique pour l'examen public des modalités proposées et d'autres questions.

bli des plans d'action positive visant particulièrement à fournir des possibilités d'emploi aux Autochtones et aux femmes. Bien que le Plan de recrutement et les autres plans connexes aient donné des résultats con-  
ciliants pour la première phase du projet, c'est au moment où commencera la seconde que l'on devrait constater les véritables effets de ces mesures. Un recensement de la main-d'œuvre qualifiée et non quali-  
fiée a déjà été fait au Yukon et dans le nord de la Colombie-Britannique, en prévision de la construction de la canalisation principale, ce qui n'avait jamais été fait auparavant.

*La Loi sur le pipe-line du Nord* exige que les intérêts des populations autochtones soient pris en considéra-  
tion dans la planification et la construction du pipe-line et qu'il soit donné suite de façon juste et équitable à leurs revendications concernant les terres situées sur le tracé du pipe-line. L'Administration a tenté avec un certain succès d'établir des relations étroites avec les groupes et associations autochtones et est parvenue, grâce à de longues consultations et à deux audiences publiques, à obtenir leurs points de vue. Une bonne partie de ce travail a porté sur la seconde phase du projet, mais d'importants résultats ont été atteints pen-  
dant la première phase, particulièrement en ce qui concerne l'emploi d'Autochtones sur les chantiers de construction. Ceux-ci ont en effet compté pour plus de 6 p. 100 des jours-personnes, pourcentage qui corres-  
pond bien à la proportion d'Autochtones dans la population des provinces concernées. La participation des Autochtones devrait être plus forte pendant la construction de la seconde phase du projet dans le nord.

Les revendications territoriales des Autochtones ont été dûment prises en considération dans le choix du tracé définitif du pipe-line au Yukon et de nombreuses modifications ont été apportées aux plans pour tenir compte des préoccupations exprimées par ces popu-  
lations. La détermination du tracé exact du pipe-line est moins avancée dans le nord de la Colombie-Britan-  
nique et en Alberta, mais on y poursuit activement des programmes d'information et de consultation des Autochtones.

Pour lui permettre de s'acquitter efficacement de ses fonctions en tant qu'unique organisme de régle-  
mentation fédéral en ce qui concerne le pipe-line, la *Loi sur le pipe-line du Nord* confère à l'Administration d'importants pouvoirs centralisateurs que viennent encore renforcer d'autres dispositions de la Loi, notamment celles qui prévoient le transfert à l'Adminis-  
tration de pouvoirs que détiennent d'autres ministères et organismes fédéraux à l'égard du pipe-line, y com-  
pris la délégation d'une partie importante des pouvoirs

gouvernementaux et groupes d'intérêts, dans la plu-  
part des cas), et leur exécution surveillée par son per-  
sonnel. Pendant la première phase de construction, en Saskatchewan, en Alberta et dans le sud-est de la Colombie-Britannique, les modalités et les plans se  
sont révélés être des instruments efficaces pour réali-  
ser les objectifs de la Loi.

*La Loi sur le pipe-line du Nord* exige que la Foothills  
soumette à l'approbation du ministre responsable de  
l'Administration, un Plan d'approvisionnement et un  
Plan de recrutement. Dans son Plan d'approvisionne-  
ment, la compagnie doit préciser les mesures qu'elle  
entend prendre pour maximiser le recours à des biens  
et services canadiens pour la réalisation du projet et  
pour stimuler le plus possible l'activité de recherche et  
de développement et l'expansion de notre base indus-  
trielle. Quant au Plan de recrutement, il doit exposer en  
détails les mesures que la compagnie prévoit prendre  
pour maximiser l'emploi de travailleurs canadiens pour  
la planification, la construction et l'exploitation du  
réseau.

Le Plan d'approvisionnement soumis par la compa-  
gnie en conformité des dispositions de la *Loi sur le  
pipe-line du Nord* a plus tard servi de modèle à  
d'autres ministères et organismes fédéraux pour  
d'autres grands projets industriels. Dans la construc-  
tion de la première partie du réseau de la Foothills, le  
contenu canadien en termes de valeur ajoutée a été de  
87 p. 100 pour l'embranchement ouest. La première étape du  
projet a aussi produit un certain nombre d'importantes  
retombées industrielles, y compris l'établissement en  
Alberta d'une des plus grosses installations du monde  
pour l'exécution de tests de résistance des tuyaux, et  
l'aménagement à Quill Creek au Yukon d'une autre ins-  
tallation pour la mise au point de techniques de con-  
ception et de construction de tuyaux permettant de  
résoudre les problèmes d'installation du pipe-line dans  
les zones de pergélisol discontinu, ainsi que la mise au  
point d'une nouvelle machine à ensemençer appelée  
«Hodder Gouger», qui accélère le travail de renouvelle-  
ment de la végétation, l'utilisation à grande échelle de  
soudures automatiques, la construction d'installa-  
tions de fabrication d'appareils à turbine au Canada et  
l'agrandissement des installations de fabrication de  
valves et de raccords de grande dimension.

Outre le Plan de recrutement soumis par la Foothills  
pour maximiser l'emploi de main-d'œuvre canadienne  
pour les phases de planification, de construction et  
d'exploitation du gazoduc, d'autres plans ont été éta-  
blis pour donner une formation spéciale aux travailleurs  
compétents des régions adjacentes désireux de se  
faire embaucher pour le projet, et on a également éta-



avaient préconisée comme solution pour éviter que ne se répètent les situations fâcheuses qui avaient caractérisé la construction de l'oléoduc de l'Alaska, quand viendrait le temps de construire un gazoduc de 2 000 milles de long entre la frontière du Yukon et de l'Alaska et la frontière canado-américaine.

L'Administration du pipe-line du Nord a été créée essentiellement comme organisme centralisateur, par l'intermédiaire duquel les autorités fédérales concernées par le projet pourraient traiter avec le promoteur canadien, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., les gouvernements provinciaux et territoriaux intéressés et les autorités américaines responsables de la planification et de la construction du pipe-line. (Il y a cependant certains domaines où l'Office national de l'énergie conserve d'importantes responsabilités, par exemple la détermination des droits et tarifs admissibles.)

Je dois reconnaître que l'Administration n'a pas encore pu justifier sa raison d'être fondamentale, qui est de résoudre les grands problèmes d'ordre social, environnemental, économique et technique que présente la construction du pipe-line dans le Grand Nord, car celle-ci n'a pas encore débuté. Seul l'avenir nous dira si nous sommes bien préparés. Néanmoins, l'Administration a acquis une vaste expérience au cours des cinq dernières années en supervisant non seulement la planification de tout le projet jusqu'à ce jour, mais aussi la construction de la première partie du réseau au Canada, entreprise qui a nécessité des investissements de près d'un milliard de dollars. D'après cette expérience, je crois que le Parlement a agi judicieusement en faisant de l'Administration du pipe-line du Nord le principal organisme fédéral de réglementation de ce projet colossal et complexe qui influe sur la vie de tant de personnes.

Pour lui permettre de s'acquitter des nombreuses fonctions que comporte son mandat, l'Administration a été dotée d'un effectif constitué de nombreux spécialistes, notamment d'ingénieurs spécialisés dans la construction de pipe-lines et l'exécution d'études géotechniques, de spécialistes de la négociation de droits de passage et de l'établissement d'échéanciers, d'un biologiste des pêches, d'un hydrologiste et d'autres spécialistes des sciences de l'environnement, d'agents spécialisés dans la surveillance des aspects écologiques et techniques des travaux de construction, de comptables et d'autres employés spécialisés dans des domaines comme les problèmes socio-économiques, la logistique, les relations de travail et les contrats d'approvisionnement. Bien que le fonctionnement de l'Administration soit semblable à bien des égards à celui d'un ministère, le fait d'être considéré comme un

employeur distinct lui simplifie grandement la tâche de recruter le personnel spécialisé dont elle a besoin.

Comme je l'ai déjà mentionné, un des principaux objectifs énoncés dans la *Loi sur le pipe-line du Nord* est que tout soit mis en œuvre aux niveaux de la planification, de la construction et de l'exploitation du pipe-line au Canada pour en maximiser les retombées économiques régionales et nationales et en minimiser les répercussions fâcheuses sur le milieu social et l'environnement. Une des premières tâches de l'Administration a donc été d'établir des modalités socio-économiques et écologiques détaillées pour les divers segments du pipe-line au pays. Ces modalités ont fait l'objet de longues consultations avec les autres ordres de gouvernement concernés par le projet et avec divers groupes d'intérêts. Elles ont aussi fait l'objet de nombreuses audiences publiques au Yukon et dans le nord de la Colombie-Britannique.

Outre ces modalités socio-économiques et écologiques, l'Administration a également établi un certain nombre de normes techniques que la Foothills est tenue de respecter afin d'assurer la sécurité et l'intégrité du réseau de pipe-lines. Le défi technique que constitue la construction de la partie canadienne du réseau, qui comportera plus de 3 000 km (2 000 mi) de pipe-lines, est d'autant plus imposant qu'une partie importante du tracé dans les régions septentrionales traverse une zone de pergélisol continu et discontinu où le soulèvement du sol dû au gel et son affaiblissement dû au dégel pourraient causer la rupture de tuyaux si on ne prenait pas des mesures pour remédier à ce problème. Comme je l'ai déjà mentionné, les ordonnances techniques de l'Administration exigent de la Foothills qu'elle se conforme à des critères techniques et qu'elle soumette à l'approbation du fonctionnaire désigné des plans et propositions détaillés à ce sujet, comme pour les modalités écologiques et socio-économiques.

Par la suite, une bonne partie du travail de l'Administration a consisté à superviser l'élaboration par la Foothills de plans garantissant le respect de ces modalités socio-économiques et environnementales et des normes techniques sur toute la longueur du réseau au pays, et à surveiller l'exécution de ces plans en ce qui concerne la construction et l'exploitation ultérieure des embranchements ouest et est du réseau.

Il a généralement été demandé aux compagnies responsables de la construction de chaque segment de fournir des plans détaillés indiquant la façon dont elles comptaient procéder pour se conformer aux modalités socio-économiques et écologiques et aux normes techniques. Ces plans ont ensuite été approuvés par l'Administration (après étude par d'autres organismes

Coup d'œil rétrospectif du Directeur général,  
Mitchell Sharp, sur les cinq premières années

La première étape de construction du gazoduc de la route de l'Alaska étant maintenant achevée et la seconde étape, celle de la construction des tronçons nord, de nouveau retardée, le moment semble indiqué de passer brièvement en revue les activités de l'Administration du pipe-line du Nord en regard du mandat que lui attribue la *Loi sur le pipe-line du Nord*, particulièrement à titre de principal organisme de réglementation du projet au niveau fédéral.

Les conditions fondamentales de la réalisation conjointe du projet au Canada et aux États-Unis ont été définies dans l'accord que les gouvernements des deux pays ont signé en septembre 1977, après des années d'études.

La *Loi sur le pipe-line du Nord*, qui est entrée en vigueur en avril 1978, a été adoptée en vue de garantir l'exécution des conditions de l'accord canado-américain, et c'est en vertu de cette Loi qu'a été constituée l'Administration du pipe-line du Nord, dont le mandat principal est de contribuer à la réalisation des objectifs fixés par le gouvernement et le Parlement à l'égard de la participation canadienne au projet.

Avec le passage du temps, on oublie parfois les circonstances qui ont mené à la formulation de ces objectifs et à la création de l'Administration, qui a reçu pour mission de tout mettre en œuvre afin qu'ils soient réalisés. Il importe, par conséquent, de se rappeler que les dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* ont été conçues dans une très large mesure en vue d'éviter une répétition des déboires qui avaient marqué la construction du pipe-line de 800 milles de l'Alaska entre la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, et le port de Valdez, sur la côte sud de l'État dans les années 1970. Les travaux de recherche et de planification

tion nécessaires pour cerner et résoudre les problèmes techniques majeurs de conception et de construction du pipe-line et minimiser ses répercussions sur l'environnement n'avaient alors pas été suffisamment poussés. La société promotrice et les gouvernements avaient négligé de prendre des mesures pour éviter que l'infrastructure sociale fragile de l'Alaska ne soit perturbée par l'arrivée massive de travailleurs associés au projet; il n'avait pas été suffisamment tenu compte des intérêts des populations autochtones dans la planification initiale du projet, et le manque de coordination entre les nombreux ministères et organismes concernés des gouvernements fédéral et alaskain avait occasionné des retards et semé la confusion. La volonté exprimée partout au pays que tout soit mis en œuvre pour que la construction d'un gazoduc à travers le Canada ne soit pas une répétition de ces déboires a trouvé écho dans des rapports comme ceux des commissions Berger, Lysyk et Hill et de l'Office national de l'énergie et, bien sûr, dans les débats qui ont eu lieu sur la question au Parlement.

En plus de prévoir des dispositions visant à assurer le respect des conditions de l'accord bilatéral conclu avec les États-Unis, la *Loi sur le pipe-line du Nord* énonce deux objectifs fondamentaux en ce qui concerne l'exécution du projet au Canada. Le premier est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line, et le second de faire en sorte que les travaux soient planifiés et exécutés de façon à éviter ou à minimiser toute répercussion fâcheuse sur le milieu social et l'environnement tout en maximisant les retombées économiques du projet pour la région et l'ensemble du pays. La Loi dispose en outre qu'il doit être accordé une attention particulière aux personnes vivant à proximité du pipe-line, particulièrement les populations autochtones.

En faisant de l'Administration du pipe-line du Nord l'organe principal d'exécution de ces deux objectifs fondamentaux au niveau fédéral, le Parlement tentait une expérience unique que de nombreux groupes

# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 12 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe A le rapport du Vérificateur général pour la période se terminant le 31 mars 1983.

Le budget de fonctionnement de l'Administration pour 1982-1983 s'élevait à 9,5 millions de dollars. Les dépenses réelles ont été de 6,7 millions, soit 2,8 millions de moins que la somme approuvée par le Parlement. Le nombre d'années-personnes autorisées pour 1982-1983 était de 134, mais il n'a été utilisé que 90. Ces écarts sont attribuables à la décision de retarder encore la construction des tronçons nord du gazoduc de la route de l'Alaska et à la réduction des activités de planification de la Foothills et, par conséquent, de celles de l'Administration.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément aux règlements établis en vertu du paragraphe 46.1(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 7,5 millions de dollars. De ce montant, 6,9 millions ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, cette somme représentant le solde non recouvré de l'année financière précédente et une partie des dépenses de l'Administration en 1982-1983. La somme additionnelle de 600 000 \$ provient des ministères et organismes fédéraux auprès desquels certains employés de l'APN ont été détachés par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration, entreprise au

début de l'année financière en raison du nouveau report de la deuxième étape de construction du gazoduc. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

## Plan des langues officielles

Bien que l'Administration du pipe-line du Nord soit désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et ne soit pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et se conforme autant que possible aux dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

L'Administration répond aux demandes de renseignements en anglais et en français, selon le désir de l'intéressé, et met à la disposition du public des publications dans les deux langues officielles. À Ottawa, les employés, dont 43 p. 100 sont de langue maternelle française, peuvent travailler et recevoir des services dans la langue de leur choix. Eu égard au principe du mérite, l'Administration fait de son mieux pour équilibrer la représentativité des deux groupes linguistiques; par exemple, elle fait annoncer des concours dans les journaux des minorités de langue officielle. À Calgary, la langue de travail est l'anglais, mais l'Administration fait en sorte qu'au moins deux membres du personnel, un agent et un employé de soutien, puissent fournir des services en français à la population.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle.

Toutes les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 593-7466 ou écrire au bureau de l'administration centrale, dont l'adresse figure à l'annexe D.



en décembre 1980 et en janvier 1981, trois concessionsnaires de mines de quartz se sont opposés à la proposition de faire passer le pipe-line par la région du défilé Ibex au Yukon.

Le fonctionnaire désigné de l'Administration entendit les arguments des concessionnaires et de la Foothills



Des grues latérales descendent le pipe-line dans le lit d'une rivière pendant la construction de l'embranchement est.

## Autorisations de prendre des terres supplémentaires

Aux termes d'une audience tenue à Rocky Mountain House (Alberta) en novembre 1981, le fonctionnaire désigné délivrait un certain nombre d'ordonnances autorisant la Foothills à acquérir des terres supplémentaires pour les besoins de la construction, de l'entretien et de l'exploitation du pipe-line le long d'un segment de 56,6 km (35,2 mi) de la canalisation principale au nord de Caroline, en Alberta. Par la suite, deux propriétaires terriens en appelèrent une de ces ordonnances du fonctionnaire désigné devant la Cour d'appel fédérale, mais leur appel fut rejeté à la suite d'une audience tenue à Edmonton en octobre 1982.

Une partie des terres réclamées par la Foothills consistait en des aires de travail temporaires requises pour les besoins de la construction seulement, et les ordonnances stipulaient que l'utilisation de ces terres prendrait fin le 31 décembre 1983. Comme la construction de ce segment a ensuite été retardée, le maintien de cette échéance aurait eu pour effet de priver la Foothills de ces aires de travail temporaires. Au milieu du mois de novembre 1982, la compagnie demanda que

## Audiences concernant le tracé

les dates d'expiration du délai d'utilisation des aires de travail temporaires soient reportées à la fin d'une période de deux ans suivant la date où serait accordée l'autorisation de commencer la construction. Plus tard, la Foothills informa les propriétaires terriens concernés des motifs de cette nouvelle requête et, en janvier 1983, des agents de l'Administration rencontrèrent certains de ceux-ci pour discuter de la nouvelle proposition de la compagnie, après quoi, aucun autre mémoire n'ayant été présenté, le fonctionnaire désigné délivra des ordonnances modificatives autorisant l'utilisation des aires de travail temporaires pendant une période de deux ans à partir de la date où serait accordée l'autorisation de commencer la construction du pipe-line dans la région où sont situées les terres en question.

Suite à la délivrance aux propriétaires terriens du Yukon et de la région de la rivière Swift, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, du Landowners' Information Booklet (Livret d'information des propriétaires)



Des équipes de construction se préparent à descendre le pipe-line dans le lit d'une rivière pendant la construction de l'embranchement est.



Le personnel de l'Administration a aussi coordonné l'octroi d'un certain nombre d'autorisations, venant d'autres autorités fédérales, de croiser le pipe-line pen-

l'autorité de l'Office.

Le personnel de l'Administration a examiné et approuvé un certain nombre de demandes présentées par les compagnies du groupe Foothills concernant le croisement par l'embranchement est de diverses routes et installations de services publics en Alberta et en Saskatchewan, ainsi que deux demandes faites par d'autres compagnies désirant croiser le pipe-line de la Foothills dans les deux provinces. En outre, l'Administration a fait des recommandations à l'Office national de l'énergie au sujet des demandes formulées par d'autres compagnies concernant le croisement du réseau de la Foothills dans les régions relevant de l'autorité de l'Office.

### Croisements du pipe-line

Le personnel de l'Administration a examiné et approuvé les plans, profils et livres de renvoi pour un segment de 56,5 km (35,2 mi) de la canalisation principale allant de James River Junction à Rocky Mountain House, en Alberta. En ce qui concerne la Saskatchewan, l'Administration a reçu et approuvé les plans, profils et livres de renvoi de la déviation temporaire de

Monchy.

Des flotteurs sont fixés à la canalisation pour la maintenir à flot pendant le passage d'un important cours d'eau à travers lequel elle sera tirée.



dant la saison de construction de 1982. Le ministère des Transports a rendu deux ordonnances autorisant le croisement de voies navigables en Alberta et le Comité des transports par chemin de fer de la Commission canadienne des transports a délivré des ordonnances autorisant le croisement de quatre voies ferrées en Alberta.

La Commission de la frontière internationale a également approuvé le croisement temporaire par le pipe-line de la frontière canado-américaine à Monchy en Saskatchewan, en vertu de la Loi sur la Commission de la frontière internationale.

### Intérêts des propriétaires terriens

Le personnel de l'Administration a continué de suivre de près les efforts faits par les compagnies du groupe Foothills pour terminer la négociation des ententes d'indemnisation, et de s'occuper des autres intérêts des propriétaires de terrains situés le long des segments terminés du pipe-line en Alberta, en Saskatchewan et dans le sud-est de la Colombie-Britannique. À la fin de l'année, la négociation des ententes d'indemnisation était terminée partout, sauf dans le sud-est de la Colombie-Britannique où il en reste quelques-unes à régler.



veau à une audience publique afin de déterminer si elles ont été engagées judicieusement et peuvent, par conséquent, être prises en compte dans le taux de base d'une compagnie.

À la fin de juin et au début de juillet, 1982, l'Office national de l'énergie a tenu une audience à Ottawa afin d'examiner les documents présentés par la Foothills sur un certain nombre de questions non encore réglées.

On en a aussi profité pour déterminer l'acceptabilité des dépenses de construction réelles engagées antérieurement, et pour examiner certaines révisions que la Foothills avait proposé d'apporter aux prévisions de dépenses établies en fonction des plans définitifs pour l'embranchement est afin de tenir compte des changements intervenus dans les plans de conception et d'exécution depuis la présentation du devis estimatif original de l'embranchement est. Ces changements comprenaient l'installation d'une série de coudes de croisement pour relier l'embranchement est au réseau de distribution de la Nova, entre la rivière James et la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, et la construction d'une station de compression à Richmond en Saskatchewan.

Dans sa décision d'août 1982, l'Office approuva le bilan des dépenses réelles présenté pour le segment albertain de l'embranchement est, qui s'élevait à 93 080 000 \$, mais réduisit de 110 000 \$ le bilan de 81 862 000 \$ présenté pour le segment du sud de la Colombie-Britannique. L'Office a par ailleurs réduit de 2 380 000 \$ le devis estimatif révisé qu'avait présenté la Foothills suite aux changements intervenus dans les plans de conception et d'exécution de l'embranchement est. La décision de l'ONE concluait que certaines des installations de raccordement qu'il était proposé de construire en Saskatchewan n'étaient pas nécessaires pour la première étape du projet et que le montant réclamé par la compagnie au titre des impondérables était excessif.

## Questions relatives au droit de passage

### Plans, profils et livres de renvoi

Au début de 1983, le personnel de l'Administration a examiné et approuvé les plans, profils et livres de renvoi pour le Yukon, ainsi que pour la «partie de la rivière Swift» du tracé du pipe-line, située dans le nord de la Colombie-Britannique. L'Administration a aussi reçu et

tion à la région d'Ibex, le gouvernement territorial du Yukon et l'Administration du pipe-line du Nord financèrent conjointement l'exécution par un expert-conseil indépendant d'une étude des solutions qui pourraient être envisagées pour préserver l'environnement de la région, peu importe que l'on y fasse ou non passer le pipe-line.

Au début de 1983, après examen du rapport de l'expert-conseil, le gouvernement du Yukon annonçait son intention de faire du défilé Ibex une Zone d'aménagement spéciale, afin de protéger cette région et la faune qui l'habite, et donnait son accord à la proposition de faire passer le pipe-line par le défilé. Le Conseil consultatif du Yukon avait déjà indiqué son intention d'approuver le projet à condition que soient prises, pour limiter l'accès du public à la région, des mesures spéciales semblables à celles que suggérerait le gouvernement territorial du Yukon.

Le 1<sup>er</sup> mars 1983, le sénateur Olson annonçait l'approbation par le fonctionnaire désigné du tracé définitif du segment de 830 km (515 mi) du pipe-line qui traversera le Yukon, y compris son passage par le défilé Ibex. Le ministre déclara également que les fonctionnaires de l'Administration en étaient arrivés à la conclusion que le passage du pipe-line par le défilé Ibex ne limiterait pas les possibilités envisagées en ce qui concerne le point de raccordement du tronçon latéral de Dempster avec la canalisation principale.

## Méthodes de contrôle des dépenses

Tout au long de l'année, l'Administration a travaillé en étroite collaboration avec l'Office national de l'énergie à l'examen des prévisions de dépenses d'immobilisations établies par la Foothills en fonction des plans définitifs de la première étape de construction du pipe-line. Ces devis estimatifs furent plus tard étudiés lors d'une audience publique tenue à Ottawa, après quoi l'ONE rendit sa décision concernant les dépenses admissibles pour les fins du calcul du taux de rendement incitatif. Suivant cette formule d'encouragement, les compagnies pétrolières peuvent obtenir un rendement plus élevé que la normale sur leurs investissements dans le projet si les coûts réels sont inférieurs aux dépenses approuvées par l'ONE, mais plus faible si c'est l'inverse qui se produit.

Une fois terminée la construction d'une partie du pipe-line, les dépenses d'immobilisations réelles sont soumises à une vérification, puis examinées de nou-

Dans un rapport final présenté au ministre de l'Environnement en octobre 1982, le Comité fédéral d'évaluations environnementales chargé d'étudier les implications de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska s'est dit « convaincu que la Foothills a fait la preuve de ses capacités de réaliser le projet sans créer de bouleversements écologiques majeurs et en assurant la protection des ressources halieutiques et fauniques le long du tracé du gazoduc ». Le Comité a ajouté que la compagnie et les organismes de réglementation compétents, notamment l'Administration du pipe-line du Nord, avaient « une bonne compréhension des problèmes d'ordre physique et biologique et des solutions qui peuvent y être apportées ». Ce rapport fait suite à des audiences tenues en juin 1982 à Whitehorse (Yukon); il s'agissait là de la troisième série d'audiences à être tenue depuis 1979 sur les plans environnementaux de la Foothills pour le gazoduc.

Le Comité a constaté qu'il faudrait pousser davantage les travaux de recherche et de développement dans certains domaines, particulièrement en ce qui concerne les questions géotechniques. Il recommande de poursuivre les études sur le soulèvement dû au gel et l'affaissement dû au dégel du sol dans les zones de pergélisol discontinu afin d'assurer la stabilité et la sécurité de la canalisation.

Le Comité conclut également à la nécessité de poursuivre l'examen de la faisabilité technique du franchissement du lac Klutane, des plans de régénération de la végétation et de contrôle de l'érosion. Le rapport donne en outre une liste des documents que devrait préparer la Foothills, dont un plan sur la localisation, l'exploitation et la restauration de carrières (sable et gravier) et un rapport sur les zones où les oiseaux aquatiques risquent d'être dérangés.

Le Comité a approuvé les tracés proposés par la compagnie dans la région Marsh Lakes-Michie Squanga au sud-est de Whitehorse et la région de la vallée Rancheria près de la frontière de la Colombie-Britannique, ainsi que le choix de l'emplacement au lac Klutane. Comme nous l'avons déjà mentionné, le Comité d'évaluations environnementales a soulevé dans un rapport précédent des questions, concernant le passage du gazoduc par la région du défilé Ibex à l'ouest et au sud de Whitehorse, qui ont donné lieu à une étude plus approfondie par le gouvernement territorial du Yukon et l'Administration. Il est donné plus de précisions à ce sujet dans la section suivante.

## Yukon

### Établissement du tracé du pipe-line à travers le

Mise en place du second compresseur actionné à l'électricité de la station de compression de Jenner, en Alberta.



Le Comité a conclu que la construction proprement dite du pipe-line n'aurait pas d'incidences écologiques trop graves, mais il a exprimé la crainte que des dommages permanents puissent être causés à l'environnement du fait que le tracé du pipe-line et ses voies d'accès rendraient cette région beaucoup plus facilement accessible à la population. Le Comité a également dit craindre que le choix du défilé Ibex n'exclue les autres lieux possibles de raccordement de la canalisation principale avec le tronçon latéral de Dempster (pour accéder aux réserves de gaz canadiennes du delta du Mackenzie).

Pour trouver une solution aux problèmes que le Comité associait à un plus grand accès de la popula-



Des équipes de construction enrôlent un tuyau d'un treillis métallique avant de le recouvrir de ciment.



Les travaux géotechniques ont été limités par la suite aux parties du tracé où de légères déviations étaient envisagées afin de mieux situer le passage des chemins et des endroits où le pipe-line franchira des cours d'eau. Au cours de l'automne, la Foothills a également installé à sa nouvelle station d'essais du lac Marsh des appareils de mesure du soulèvement de la couche active du sol. L'objet des études effectuées à cette station est de mesurer le degré de soulèvement du sol par le gel qui se produit dans la couche active de la croûte terrestre pendant et après le regel du sol et d'évaluer les diverses méthodes de mesure de la poussée de gel verticale.

L'Administration n'a pas reçu non plus les résultats des études géotechniques supplémentaires nécessaires pour compléter l'analyse. Par suite de l'annonce en avril 1982 du report de l'échéance du projet, la Foothills a considérablement réduit ses programmes de forage et d'essais sur le terrain.

quant les incidences de ce changement sur les plans relatifs à la stabilité du pipe-line, particulièrement en ce qui concerne les problèmes de soulèvement dû au gel et d'affaiblissement dû au dégel.

Il avait été prévu, dès le départ, que le gaz en provenance de la baie Prudhoe serait maintenu au-dessous du point de congélation lorsqu'il passerait par le gazoduc en Alaska. La Foothills avait d'abord proposé de maintenir le gaz à l'état réfrigéré jusqu'à ce qu'il atteigne la première station de compression au Yukon, qui doit être construite à un point situé à environ 65 km (39 mi) de la frontière de l'Alaska. Vers la fin de 1981, toutefois, la Foothills décidait qu'il serait préférable de maintenir le gaz à l'état réfrigéré jusqu'à ce qu'il arrive à la deuxième station de compression du territoire, qu'il est proposé de construire à un endroit situé à environ 214 km (133 mi) de la frontière de l'Alaska. À la fin de l'année, cependant, la compagnie n'avait toujours pas présenté à l'Administration de rapport indi-

pipe-line dans les zones du sud du Yukon pouvant présenter des problèmes sur ce plan, entre autres, des problèmes de soulèvement et d'affaiblissement du sol dans les zones de pergélisol discontinu, des problèmes de déplacement de terrain et de liquéfaction du sol par suite de secousses telluriques dans les quelques zones d'activité sismique par où doit passer le pipe-line et des problèmes de stabilisation du pipe-line le long de divers types d'escarpements.



Le personnel de l'Administration habituelle de l'hiver. Le personnel de l'Administration assista à tous les essais hydrostatiques effectués aux stations non encore achevées à mesure que progressaient les travaux de construction. L'autorisation d'ouvrir la station de comptage de Monchy fut accordée le 24 novembre, ce qui permit d'isoler et de débancher la conduite de dérivation temporaire. (Cette conduite fut enlevée et récupérée pendant l'été de 1983.) L'autorisation d'ouvrir la station de Piapot fut accordée le 26 janvier 1983 et il en fut de même pour la station de compression de Monchy le 16 février. (L'autorisation d'ouvrir la station de Richmond fut accordée le 9 mai 1983.)

Pendant l'année, les ingénieurs de l'Administration terminèrent également l'examen des critères spécifiques de conception formulés par la Foothills pour surmonter le problème d'affouillement qui pourrait se présenter en ce qui concerne les ouvrages de franchissement de cours d'eau du sud du Yukon. Le personnel de l'Administration s'est également tenu au courant des activités du Cold Regions Engineering Technical Committee, institué par l'Office of the Federal Inspector des États-Unis pour conseiller l'inspecteur fédéral sur les questions relatives au soulèvement du sol dû au gel et à d'autres problèmes particuliers aux régions froides.

### Station d'essais de Quill Creek

Pendant l'année, c'est la Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd. qui poursuivit la surveillance de toutes les installations d'essais de la station de Quill Creek. Le nombre des employés de la compagnie affectés à cette station fut réduit quand les installations de campement des environs furent fermées et démantées. Les données recueillies automatiquement par des appareils électroniques de télé-enregistrement et au moyen de relevés manuels effectués périodiquement par des employés de la Foothills venant de Whitehorse et de Calgary. Des interruptions mineures sont survenues dans la collecte des données par suite de pannes attribuables à la foudre et à d'autres incidents techniques temporaires.

### Maximisation de la stabilité des tuyaux en terrain mouvant

Le personnel de l'Administration a poursuivi l'examen des concepts et critères établis par la Foothills et ses experts-conseils en vue de maximiser la stabilité du

des stations de compression et de comptage et 13 autres avaient trait aux procédures et au calendrier d'inspection des travaux de construction. Ces documents supplémentaires furent tous subéquemment approuvés par le fonctionnaire désigné. Le personnel de l'Administration surveilla tous les essais hydrostatiques du gazoduc pour s'assurer qu'ils étaient conformes aux exigences de l'Office national de l'énergie et de l'Administration et aux pratiques et méthodes établies.

L'installation des soupapes par la Marine Pipeline se termina au même moment que la construction de la canalisation principale en Alberta. Le 25 août, l'ONE accordait l'autorisation d'ouvrir le dernier segment de l'embranchement est et la première station de compression de Jenner.

Le programme de construction de l'embranchement est pour 1982, en Saskatchewan, prévoyait l'installation de soupapes, l'achèvement des stations de compression de Piapot et de Monchy et de la station de comptage de Monchy, ainsi que le début des travaux de construction d'une autre station de compression à Richmond.

Comme nous l'avons déjà mentionné, la grève déclenchée par les travailleurs des métiers de la construction en Saskatchewan au début de mai a longuement interrompu les travaux sur tous les chantiers de construction de stations de compression et de comptage dans cette province. Il a donc été impossible d'en terminer la construction pour le 1<sup>er</sup> septembre, date à laquelle l'embranchement est devait entrer complètement en service. La grève obligea la Foothills à installer une canalisation temporaire pour contourner les stations de compression et de comptage de Monchy afin que le gaz puisse commencer à être acheminé vers les États-Unis à la date prévue. La Foothills a dû, en outre, installer d'autres raccords avec le pipeline de la Nova, qui suit un tracé parallèle, pour pouvoir utiliser sa station de compression et sa station de comptage de McNeil près de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan pour mesurer le débit du gaz exporté par l'embranchement est. Après que les ingénieurs de l'Administration eurent examiné les critères et les plans détaillés de ces modifications au projet, le fonctionnaire désigné accorda les autorisations nécessaires pour que le travail puisse se poursuivre selon le calendrier. La construction des stations de compression et de comptage reprit après la grève, qui se termina à la fin d'août 1982.

Pendant le reste de l'année financière, les travaux de construction progressèrent rondement en Saskatchewan, quoiqu'il a été nécessaire de réviser les calendriers pour tenir compte des effets de la grève et de la

de l'exploitation des ressources sur les modes de vie traditionnels et les pratiques courantes d'utilisation des terres ont aussi été mises à profit dans l'évaluation des plans et rapports socio-économiques présentés par la Foothills à l'égard des questions d'ordre archéologique et culturel.

Au printemps de 1982, l'équipe d'environnementalistes de l'Administration entreprit une tournée d'inspection dans le cadre d'un plan de vérification des parties terminées de l'emprise du pipe-line, élaboré dans les mois précédents en vue d'assurer le respect continu des modalités écologiques. Le groupe effectua divers contrôles concernant le succès des méthodes de régénération de la végétation et de contrôle de l'érosion, la protection de la faune aquatique et terrestre, la stabilité des pentes et la qualité de l'eau.

Les environnementalistes de l'Administration entreprirent également l'analyse et l'interprétation des données d'observation de la faune recueillies par les agents de surveillance pendant les saisons de construction de 1981 et 1982.

### Travaux techniques

Au début de l'année financière, le fonctionnaire désigné avait accordé toutes les autorisations techniques requises par la Foothills pour entreprendre la construction des derniers 207 km (129 mi) de la canalisation principale de l'embranchement est en Alberta. Le contracteur de la Foothills, la Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., avait entrepris vers la fin de mars la construction d'un segment de 62 km (39 mi) s'étendant vers l'est de Jenner jusqu'à la rivière Saskatchewan-Sud. La Marine avait également obtenu le contrat de fabrication et d'installation des soupapes réparées à intervalles de 32 km (20 mi) le long de l'embranchement est, y compris les segments construits en 1981 en Saskatchewan et en Alberta.

Le programme de la Foothills en Alberta comprenait en outre l'installation à Jenner d'un second compresseur, actionné à l'électricité. (Le premier compresseur, une turbine actionnée au gaz, fut installé en 1981.)

Pendant l'année, la Foothills soumit à l'examen de l'Administration un certain nombre de nouveaux documents techniques ainsi que les révisions apportées à des documents et à des plans soumis ou approuvés antérieurement. Sur l'ensemble des documents présentés pour approbation, 25 concernaient les croquis détaillés, 7 avaient trait aux méthodes de soudage, 17 concernaient les essais hydrostatiques du pipe-line et

Le contracteur de la Foothills en Alberta, la Marine Pipeline Construction of Canada Ltd. a entrepris la construction d'un segment de 62 km (39 mi) s'étendant vers l'est, d'un point situé près de Rosebud jusqu'à Gem. En juin, la Marine commença la construction d'un autre segment en direction ouest à partir de la région de Rosebud jusqu'à Hickton Lake. L'exécution des travaux par étapes successives était nécessaire car, autrement, les conditions créées par le dégel du printemps et la fermeture des routes par le gel saire, auraient été défavorables.

Ces travaux sur la canalisation principale prirent fin le 23 août et le bureau de surveillance établi à Beiseker fut fermé quelques jours plus tard.

Comme nous l'avons déjà mentionné, la poursuite en 1982 des travaux de construction de trois stations de compression et d'une station de comptage en Saskatchewan fut retardée de plusieurs mois par une grève des métiers de la construction, mais les travaux reprurent en septembre. Un bureau de surveillance établi à Medicine Hat fut fermé vers la fin d'octobre, mais deux agents de surveillance restèrent sur place pour surveiller la construction des stations de compression.

Au 31 mars, la construction des stations de compression était pratiquement terminée et les deux agents de surveillance restés sur place furent rappelés.

Pendant la saison de construction de 1982, comme par les années précédentes, les bureaux de surveillance sur le terrain transmettent par photocopieur des rapports quotidiens au bureau principal de l'Administration à Calgary qui versait ces éléments d'information dans une banque de données informatisées. A mesure que progressait l'activité de construction, la nature du rapport quotidien fut raffinée de façon à fournir à l'APN, à l'Office national de l'énergie et au gouvernement de l'Alberta un compte rendu permanent de l'évolution des travaux.

### Surveillance de l'environnement

Au début de 1982, l'Administration retenait les services d'un conseiller en archéologie afin de pouvoir mieux reconnaître les lieux archéologiques et en assurer la surveillance. Grâce à la liaison établie avec le Centre culturel de l'Alberta et la Division de la gestion du patrimoine de la province de la Saskatchewan, les lieux archéologiques situés le long de l'embranchement est ont pu être efficacement protégés pendant la saison de construction de 1982. Les connaissances de ce spécialiste en matière d'évaluation des incidences



tué des inspections sur le terrain pour s'assurer qu'on en respectait les dispositions.

**Surveillance sur le terrain**

Les discussions déjà entreprises avec le gouvernement territorial du Yukon et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien en vue de définir les modalités de l'octroi à la Foot Hills (South Yukon) d'un droit de passage sur des terres de la Couronne pour les fins de la construction du pipe-line se sont poursuivies. À la fin de l'année, une version finale de l'accord relatif à l'octroi de ce droit de passage avait été rédigée et approuvée par toutes les parties intéressées.

Vers la fin de l'année également, l'Administration présentait au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien un certain nombre de demandes de réservation temporaire de terres de la Couronne au Yukon; ces terres sont destinées aux camps de travail, aux installations d'entreposage, aux sites d'enfouissement, etc., pendant la construction du pipe-line.

Une équipe de quatre agents de surveillance représentant l'Administration du pipe-line du Nord a été détachée à Beiseker (Alberta) à 58,5 km (35 mi) au nord-est de Calgary, pour surveiller les activités de construction de l'embranchement est au moment où les travaux ont repris dans cette province en mars 1982. L'activité atteignit son rythme maximal au début d'avril avec le début des travaux de soudage, d'entrobage et de mise en fouille des tuyaux sur quatre segments couvrant une distance totale de 207 km (128,5 mi). On commença également l'installation à Jenner d'un second compresseur actionné à l'électricité. On a en outre repris des travaux amorcés l'année précédente en ce qui concerne l'assemblage des vannes de la canalisation principale et la mise en place des installations de croisement reliant l'embranchement est en Alberta à un segment parallèle du pipe-line appartenant à la Nova.



L'agent de surveillance principal de l'Administration venant inspecter sur place le déroulement des travaux de construction de l'embranchement est en 1982.

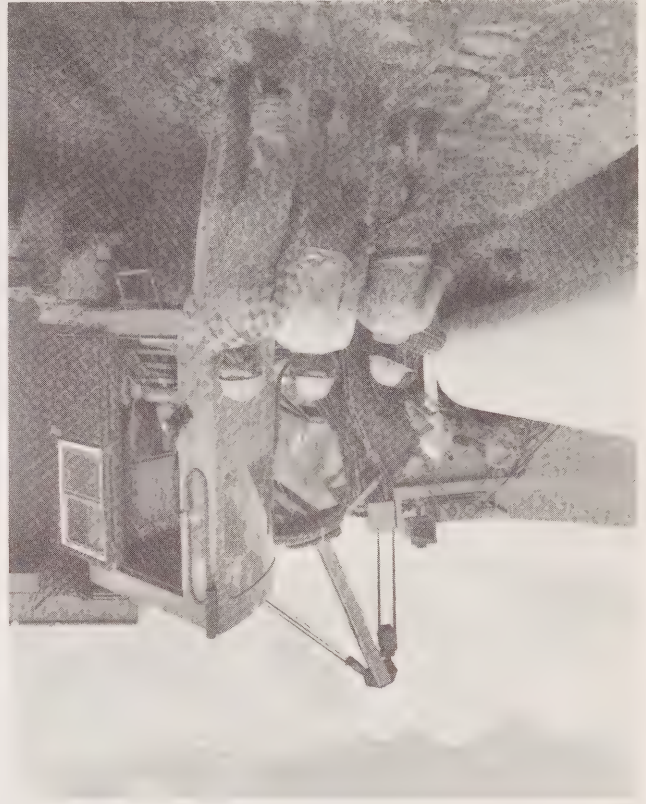


tallations auxiliaires, ce qui correspond assez bien au pourcentage d'Autochtones dans la population des deux provinces. La proportion des femmes embauchées pour le projet en 1982 a été de 4,4 p. 100 pour le pipe-line et de 3,3 p. 100 pour les installations connexes.

La grève des métiers de construction en Saskatchewan, qui s'est prolongée du début de mai à la fin d'août 1982, a retardé l'achèvement de la construction des stations de compression de Piapot et de Richmond de Monchy. Cet arrêt de travail n'a pas retardé l'entrée en service de l'embranchement est qui a eu lieu, comme prévu, le 1<sup>er</sup> septembre 1982, grâce aux autorisations temporaires qui ont été accordées de contourner la station de Monchy avec un court segment de canalisation de la Nova et de faire le comptage du gaz à McNeil, en Alberta.

## Transport et logistique

En octobre 1982, l'Administration informait la Foothills que le plan de transport et de logistique qu'elle



Mise à l'essai, près de Standard (Alberta), d'un prototype sophistiqué d'enrobage à fonctionnement hydraulique et à commandes électroniques.

avait présentée en mai était acceptable, mais elle en différé l'examen public en raison du retard annoncé dans les travaux de construction. La décision d'approuver officiellement ce document ne sera prise qu'une fois terminé cet examen public, et apportées les révisions qui pourraient en résulter.

Le plan de transport et de logistique soumis par la Foothills en mai indique les routes et les moyens que la compagnie, pour des raisons de sécurité et d'efficacité, prévoit utiliser pour le transport des tuyaux, du matériel, d'équipement, du carburant et des travailleurs. Il décrit en outre brièvement les mesures que chacune de ses filiales prendra pour perturber le moins possible les services de transport régionaux.

Avec la coopération du gouvernement du Yukon et des Travaux publics Canada, l'Administration a parrainé une étude d'une durée de quatre mois sur la circulation le long de la route de l'Alaska pendant l'été de 1982. Des étudiants de niveau secondaire de l'endroit ont été embauchés pour recueillir de l'information sur le nombre et la destination des divers types de véhicules circulant sur la route de l'Alaska au Yukon. Comme cette route sera l'un des principaux itinéraires utilisés pour la livraison des tuyaux et du matériel devant servir à la construction du gazoduc au Yukon, l'étude visait à constituer une base de données à partir de laquelle il sera possible de mesurer l'augmentation imputable à l'exécution du projet de la circulation sur cette route et de la proportion de gros véhicules.

## Exercice des pouvoirs de réglementation délégués fédéraux

Au cours de l'année, l'Administration a délivré un certain nombre de permis et d'autorisations conformément aux dispositions de la Loi sur les eaux intérieures du Nord et de la Loi sur les terres territoriales dont l'application, aux fins de la construction du pipe-line, a été confiée au ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Au Yukon, un permis d'utilisation de terres a été délivré à la Foothills pour lui permettre de procéder à des études géotechniques. Plusieurs permis d'utilisation de terres ont été modifiés ou prorogés pour permettre à la compagnie de terminer ses travaux d'observation météorologiques et ses études sur les eaux souterraines et de poursuivre les travaux entrepris aux installations d'essais de Quill Creek.

Le contrôle des permis a été effectué par un agent de l'Administration en poste à Whitehorse, qui a effec-

responsables de la construction et de l'exploitation du gazoduc.

En octobre 1982, les cadres supérieurs de l'Administration ont assisté à une cérémonie organisée par la Northern Border Pipeline Co. à Bismarck (Dakota du Nord) pour souligner l'achèvement de la construction de l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska et sa mise en service. Le directeur général de l'APN était du nombre de ceux qui ont pris la parole.

Le personnel des bureaux de Vancouver et de Whitehorse a continué de rencontrer individuellement ou par groupes les personnes vivant à proximité du tracé que doit suivre le pipeline dans le nord-est de la Colombie-Britannique et au Yukon et de fournir aux conseils consultatifs régionaux des données à jour sur l'évolution du projet.

Au cours de l'année, les fonctionnaires de l'Administration ont accepté diverses invitations à prendre la parole en public; ils se sont notamment adressés aux membres de diverses Chambres de commerce, aux participants à des conférences et à des groupes d'étudiants. Le Conférence Board du Canada a consacré une partie de sa Conférence annuelle sur les perspectives économiques de l'Ouest, qui s'est tenue à Calgary au début de juin, au gazoduc de la route de l'Alaska. Le directeur adjoint de l'Administration responsable de la politique et des programmes, M. A. Barry Yates, a alors entretenu l'assemblée des retombées industrielles du projet pour le Canada.

## Plan de recrutement et relations du travail

Le personnel de l'Administration a étudié avec les représentants du gouvernement territorial du Yukon et de la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada la version préliminaire (mars 1982) de la Partie II du plan de recrutement, qui porte sur la construction du tronçon yukonnais et l'exploitation de tout le réseau. Les résultats de cette étude ont été communiqués à la Foothills.

Le document préliminaire comprend le Plan d'égalité des chances, qui décrit les mesures que prendra la compagnie pour assurer la formation et le recrutement d'Autochtones et de femmes. Les plans que la compagnie avait déjà fait approuver à cet égard ont été appliqués avec succès en 1982, la proportion des travailleurs autochtones embauchés représentant en moyenne environ 6,5 et 5,5 p. 100 respectivement du nombre total de jours de travail consacrés à la construction du pipeline proprement dit et à celle des ins-

27 septembre 1982. À la fin de l'année financière, le Conseil du nord de la Colombie-Britannique était en train d'élaborer une proposition prévoyant la formation de la main-d'œuvre locale aux métiers liés à la construction de pipe-lines.

## Autres consultations

L'Administration a suivi l'évolution du projet aux États-Unis et est demeurée en liaison étroite avec son pendant américain, l'*Office of the Federal Inspector*, avec lequel elle a eu des rencontres officielles au mois de mai à Washington, et en octobre à Bismarck (Dakota du Nord). Le bureau de l'Administration au Yukon est également demeuré en contact toute l'année avec des représentants de l'État de l'Alaska.

En septembre, les hauts fonctionnaires de l'Administration accueillèrent à Calgary des représentants d'une société d'État norvégienne, la *Stat Oil*, avec lesquels ils discutèrent des problèmes que pouvait poser la construction de pipe-lines à haute pression en eau profonde et sur terre, ainsi que des difficultés supplémentaires que comporte la construction de vastes installations dans le Grand Nord.

En septembre également, et toujours à Calgary, les hauts fonctionnaires de l'Administration rencontrèrent des représentants de la *Swedish National Inspectorate of Explosives and Flammables* pour discuter des dangers que peuvent présenter les conduits de transmissi-  
sion de gaz naturel à haute pression. La délégation suédoise rencontra également les représentants du groupe Foothills et de Nova, An Alberta Corporation, à Calgary, et ceux de la TransCanada Pipelines Ltd. à Toronto.

L'Administration fit également les arrangements nécessaires pour permettre à des cadres supérieurs du *Concrete and Silicate Laboratory* du *Technical Research Centre of Finland*, de rencontrer des représentants de la Commission d'énergie du Nord canadien afin d'échanger avec eux et d'observer l'exécution de travaux de construction en hiver dans l'Arctique canadien.

En février 1983, le personnel de l'Administration rencontra le groupe d'étude Horte sur les coûts de construction de gazoduc pour examiner les questions relatives aux contrôles exercés par des organismes de réglementation et aux frais qu'ils occasionnent dans le cas des grandes canalisations. Le groupe d'étude a également rencontré les autres organismes de réglementation, ainsi que les représentants des compagnies



Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. Son mandat est d'assurer une consultation permanente sur les questions intergouvernementales liées à la construction du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada. Des consultations bilatérales entre les fonctionnaires de l'Administration et les divers organismes provinciaux et territoriaux intéressés par le projet sont engagées quand la situation l'exige.

### Conseils consultatifs régionaux

Les Conseils consultatifs du Yukon et du nord de la Colombie-Britannique ont tous deux poursuivi leurs activités durant l'année financière. Toutefois, à cause du retard du projet, les deux Conseils décidaient, à la fin de 1982, que pour l'avenir immédiat, ils ne se réuniraient qu'aux trimestres plutôt qu'à tous les mois comme c'était le cas jusque-là.

En août, le Conseil du nord de la Colombie-Britannique fermait son bureau de Fort Nelson, ne retenant les services que d'un employé à temps partiel. Parmi les faits saillants de l'année, mentionnons la rencontre qu'ont eue à Calgary en juillet 1982 les membres du Conseil et le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, le sénateur H.A. (Bud) Olson, pour discuter des questions relatives aux relations de travail, aux possibilités offertes à l'entreprise et aux transports.

En novembre, le gouverneur en conseil nomma trois nouveaux membres au sein du Conseil du nord de la Colombie-Britannique et renouvela pour deux ans le mandat de sept de ses membres initiaux, à compter du



L'honorable Mitchell Sharp, Directeur général de l'Administration, s'adressant aux invités lors d'une cérémonie organisée par la Northern Border Pipeline Co. de Bismarck (Dakota du Nord), le 5 octobre 1982, pour souligner l'achèvement et l'entrée en service de l'embranchement est du pipe-line.

cution d'un relevé des modes traditionnels d'utilisation des ressources dans la région que doit traverser le gazoduc dans le nord de l'Alberta.

Le personnel du bureau de l'Administration à Vancouver a eu plusieurs rencontres durant l'année avec les directeurs des centres d'accueil de Fort Nelson et de Fort St. John. Le bureau du Yukon est demeuré en liaison avec le Bureau des revendications des Autochtones (BRA) et les négociateurs du gouvernement du Yukon afin de concevoir une formule visant la cession d'une servitude pour la partie du tracé du pipe-line qui pénètre dans les terres indiennes, une fois réglées les revendications territoriales des Indiens du Yukon. Les bonnes relations de travail avec le BRA, le conseil des Indiens du Yukon et les négociateurs du gouvernement du Yukon ont été maintenues et toutes les questions de droit de passage ayant trait aux revendications territoriales ont été résolues.

Le processus que la Foothills et l'Administration avaient établi l'an dernier pour réserver les terres du Yukon sous juridiction fédérale par notation a été utilisé comme moyen de concilier le besoin de terrains pour la construction du pipe-line et l'usage traditionnel qui est fait des terres par les Indiens du Yukon.

### Coordination fédérale-provinciale-territoriale

Pendant toute l'année, l'Administration a continué de coordonner les consultations engagées avec divers organismes des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux concernant l'examen des plans socio-économiques et environnementaux. Pour la troisième saison de construction consécutive, le personnel du gouvernement de l'Alberta a travaillé à temps partiel avec les équipes de surveillance itinérantes de l'Administration.

Au cours de l'année financière, les membres du Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial (CCFPT), qui a été constitué aux termes de la Loi sur le pipe-line du Nord, ont continué de tenir conférence tous les trimestres, le plus souvent par téléphone. Lors de la dernière réunion du Conseil pour 1982, tenue le 17 décembre au siège opérationnel de l'Administration à Calgary, les agents de cette dernière ont fait le point sur l'évolution du projet et informé les membres du Conseil des plans des promoteurs et des budgets prévus pour la nouvelle année.

Présidé par le directeur général de l'APN, le CCFPT est composé de hauts fonctionnaires de l'Administration et des gouvernements du Yukon, de la Colombie-



groupes d'intérêts, autochtones et autres, touchés par le projet, et se tenir en consultation et en liaison avec eux. La compagnie a soumis d'autres plans provisoires portant sur le logement, la création d'emplois pour les Autochtones et les femmes en général et la protection des aires récréatives et des ressources traditionnelles. L'étude de ces plans par l'Administration et d'autres organismes a été suspendue jusqu'à ce que soit confirmée la date du début de la deuxième étape de construction.

L'Administration a également reçu au cours de l'année financière la version finale du plan d'information, de consultation et de liaison préparé par la Foothills (South Yukon), ainsi que ses plans relatifs aux questions de logement et à la protection des ressources traditionnelles. En août 1982, l'Administration acceptait provisoirement le plan proposé par la compagnie concernant ses camps de travail.

### Relations avec les Autochtones

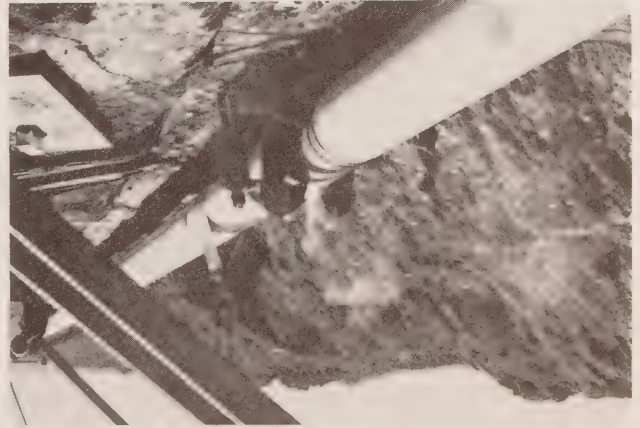
En avril 1982, la Treaty 8 Tribal Association concluait avec l'Administration un contrat prévoyant la consultation des Autochtones du nord-est de la Colombie-Britannique sur diverses questions, dont le tracé qu'il était proposé de faire suivre au pipe-line dans la région et l'emplacement d'installations comme des stations de compression et des camps de travail. Une autre question abordée dans le cadre de ces consultations collectives fut celle des indemnités pour la perte de moyens de subsistance par suite du bouleversement des activités de piégeage, de chasse et de pêche que pourrait occasionner la construction du gazoduc.

Plusieurs rencontres ont eu lieu au cours de l'année 1982, l'Administration a présenté un compte rendu provisoire de ses travaux à l'Administration en février 1983.

Jusqu'au moment de l'annonce, en avril 1982, du retard que prendrait l'exécution du projet, l'Administration avait mené des démarches auprès du conseil Kaska Dena—qui représente également des Indiens du nord-est de la Colombie-Britannique—pour qu'il lui soumette des propositions relatives à l'exécution de travaux du même genre.

Le report du projet mit également fin aux négociations entreprises avec l'Association des Indiens de l'Alberta au sujet d'une proposition concernant l'exé-

Avec la dernière soudure de jonction, faite le 17 août 1982 au sud de Beiseker (Alberta), prend fin la construction de l'embranchement est du pipe-line au Canada.



### Examen des plans socio-économiques et écologiques

L'Office national de l'énergie a rendu au cours de l'année un total de 18 ordonnances d'autorisation de mise en service, toutes applicables à des parties terminées du gazoduc ou à d'autres installations faisant partie de l'embranchement est.

modalités écologiques et socio-économiques et douze au franchissement par le pipe-line de routes, d'installations de services publics, de voies d'eau navigables et de voies ferrées. Parmi les autres, 70 environ portaient sur les plans et études techniques et sur des questions relatives au calendrier de construction.

Suite à l'approbation, l'année dernière, des calendriers de présentation et d'étude des plans socio-écologiques et écologiques relatifs à la construction du gazoduc dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le sud du Yukon, le personnel de l'Administration a eu à examiner environ 15 plans provisoires et définitifs. L'Administration s'est également penchée sur les révisions à apporter aux plans déjà approuvés de la Foothills. Les plans décrivent la façon dont chacune des compagnies en cause prévoit respecter les modalités que l'Administration a fixées pour la construction de chaque section.

En avril 1982, l'Administration jugeait généralement acceptable le plan d'information, de consultation et de liaison présenté par la Foothills (North B.C.). Ce plan décrit la façon dont la compagnie prévoit procéder pour fournir de l'information sur le pipe-line aux organismes gouvernementaux, aux collectivités et aux

# Travaux de l'Administration du pipe-line du nord

## Activités de l'Administration

Après l'annonce, le 30 avril 1982, du nouveau report de deux ans, jusqu'à 1989, de la date prévue d'achèvement du gazoduc de la route de l'Alaska, l'Administration du pipe-line du Nord commença à réduire progressivement ses travaux, en fonction du ralentissement des activités de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

Le 30 juillet, l'honorable Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration, annonçait que le personnel de l'organisme serait réduit de 20 p. 100 à la fin de septembre et qu'il serait encore considérablement réduit au cours des 12 mois suivants. L'Administration suivait ainsi l'exemple de la Foothills (Yukon) qui, dès le mois de mai, avait décidé de réduire de 20 p. 100 son personnel de 650 employés et avait procédé à d'autres importantes coupures d'effectifs dans les mois suivants. À la fin de l'année financière, en mars 1983, le personnel de la Foothills avait été réduit à environ 210 employés, dont 110 s'occupaient de tâches liées à l'exploitation des embranchements est et ouest, les autres étant affectés aux travaux de planification de la deuxième étape de construction du gazoduc. La réduction initiale de 20 p. 100 de l'effectif de l'Administration, qui à son plus fort regroupait 104 employés, a commencé en mai et s'est poursuivie jusqu'en septembre, date de la mise en service de l'embranchement est. Dans le cas des membres du personnel dont les services n'étaient plus requis dans l'avenir immédiat, les agents de l'Administration firent les arrangements nécessaires pour que ces employés bénéficient, entre autres, grâce au Programme de pertmutations temporaires à des bureaux d'autres ministères et organismes du gouvernement fédéral partout au Canada.

Le 31 mars 1983, l'Administration avait réduit de 55 p. 100 le nombre d'employés à son service à plein temps, grâce aux départs naturels, aux mises en disponibilité et aux détachements survenus dans l'ensemble de ses bureaux, ce qui laissait l'équivalent de 48 employés à plein temps sur place. Vingt-trois personnes ont été réaffectées en permanence à d'autres ministères et organismes fédéraux. Quinze autres employés sont en détachement partiel et consacrent plus de 10 p. 100 de leur temps aux affaires de l'Administration. À la fin de l'année financière, 26 personnes au total avaient quitté définitivement l'Administration depuis le mois de mai précédent.

Le groupe d'employés qui restait poursuivait le travail courant lié au projet du gazoduc. Les arrangements concernant la mise en servitude de terres de la Couronne pour le tracé du gazoduc au Yukon ont été en grande partie achevés, en prévision de leur approbation par le gouverneur en conseil. On a également pris des dispositions administratives concernant la réservation de terres de la Couronne en bordure du tracé du gazoduc au Yukon, notamment pour la construction de stations de compression. Le groupe d'environnementalistes de l'Administration s'est surtout occupé de contrôler les résultats des travaux de reboisement et de régénération végétale effectués le long des parties terminées des embranchements est et ouest. On a également poursuivi l'examen des questions environnementales et géotechniques liées à la construction du gazoduc au Yukon ainsi que les pourparlers entre l'Administration, la Foothills et divers représentants des gouvernements provinciaux et territoriaux au sujet des indemnités pour la perte de moyens de subsistance.

Au cours de l'année, l'Administration a étudié plus de 200 documents du groupe Foothills ayant trait aux premières et seconde étapes de construction du gazoduc. De ce nombre, treize avaient rapporté aux

Pour ceux que cela pourrait intéresser, il est donné un bref exposé du rôle de l'Administration du pipe-line du Nord à l'annexe B, et une description du projet du gazoduc de la route de l'Alaska à l'annexe C. On trouvera aussi, à l'annexe D, une liste des cadres supérieurs de l'Administration ainsi que les adresses et numéro de téléphone des bureaux de l'Administration.



seule, la Foothills a essayé plus tard de porter l'affaire devant la Cour suprême du Canada; mais la Cour a jugé l'appel irrecevable en décembre 1982. La question de fond soulevée par M. Waddell devait être entendue par un juge de la Cour suprême de Colombie-Britannique en mai 1983. (Dans un jugement rendu en novembre 1983, le juge Kenneth Lysyk rejetait la poursuite intentée par M. Waddell parce qu'il n'avait pu être démontré que le gouverneur en conseil avait outrepassé les pouvoirs que lui confère la *Loi sur le pipe-line du Nord* en autorisant la construction prélimi-

naire des tronçons sud du réseau.)

Au cours de l'année financière, le Comité de la Chambre des communes sur les pipe-lines du Nord, constitué en 1978 pour assurer une surveillance parlementaire continue de l'exécution du projet du gazoduc de la route de l'Alaska, s'est réuni à trois reprises pour entendre les témoignages du ministre et des hauts fonctionnaires de l'Administration du pipe-line du Nord. Le ministre a comparu devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord en mai 1982, et un sous-comité du Sénat a eu à Calgary une rencontre non officielle avec les hauts fonctionnaires de l'Administration en poste à cet endroit au sujet de l'étude que fait le Comité des questions relatives au transport en mer du pétrole et du gaz dans l'Arctique canadien.

Comme on le verra mieux dans la prochaine section, les conseils consultatifs du Yukon et du nord de la Colombie-Britannique, constitués en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour conseiller le ministre responsable de l'Administration, et le Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial, créé lui aussi en vertu de cette Loi, ont continué d'exercer activement leurs fonctions respectives au cours de l'année.



Les inspecteurs de la Foothills vérifient la profondeur de la tranchée de croisement du ruisseau Serviceberry, le long de l'embranchement est en Alberta.

Le sénateur H. A. (Bud) Olson (à gauche), ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, rencontre les membres du Conseil consultatif du nord de la Colombie-Britannique à Calgary en juillet 1982.



Le 1<sup>er</sup> mars 1983, le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, l'honorable H. A. (Bud) Olson, annonçait qu'il avait approuvé le tracé définitif du tronçon de 830 kilomètres devant traverser le Yukon. Ce tracé définitif comprenait la canalisation passant par le défilé Ibex, dont la construction avait été approuvée par le gouvernement territorial et le Conseil consultatif du Yukon. Cette annonce a ouvert la voie à la levée du moratoire imposé depuis 1977 sur l'aménagement d'un corridor de huit kilomètres chevauchant le tracé proposé initialement par la Foothills.

La poursuite que le député néo-démocrate de Vancouver-Kingsway, Ian Waddell, a intentée en septembre 1980 contre le gouverneur en conseil a continué de faire son chemin dans le processus judiciaire. Celui-ci prétend que tous les décrets pris antérieurement en vue de permettre le début des travaux de construction du tronçon sud étaient *ultra vires*. En juillet 1981, un juge de la Cour suprême de la Colombie-Britannique avait rejeté l'argument du gouvernement fédéral et de la Foothills qui soutenaient que la Cour suprême provinciale n'avait pas compétence pour se prononcer sur cette question et que, de toute façon, M. Waddell n'avait pas qualité pour engager ce genre de poursuite devant quelque tribunal que ce soit. Le gouvernement fédéral et la Foothills ont d'abord demandé à la Cour d'appel de la Colombie-Britannique l'autorisation d'interjeter appel de ces deux décisions, mais le gouverneur a plus tard renoncé à sa demande, conformément à la décision rendue en octobre 1982, la Cour refusait de lui accorder l'autorisation de porter l'affaire en appel en faisant valoir que la question était devenue théorique puisque l'action serait intentée contre le gouverneur en conseil. Agissant

Pour les producteurs canadiens, la prolongation de la période prévue pour l'exportation de volumes supplémentaires de gaz par les embranchements est et peut pouvoir avoir une importance considérable sur le plan des recettes. Comme condition du financement par emprunt des deux embranchements en Alberta et en Colombie-Britannique, les établissements de crédit exigent que la dette soit complètement remboursée au terme de la période de huit ans que les organismes de réglementation des deux pays avaient fixée à l'origine aux fins de l'acheminement du gaz. Pour cela, il aurait fallu que l'amortissement du pipeline se fasse à un rythme exceptionnellement rapide, ce qui aurait eu pour conséquence de réduire considérablement les bénéfices nets que les producteurs albertains devaient retirer des ventes de gaz aux États-Unis.

Il a plus tard été convenu, pour ne pas imposer ce fardeau aux producteurs, de maintenir l'amortissement du pipeline à un taux plus normal de 4 p. 100 dans l'espoir que l'arrivée ultérieure du gaz alaskain ou l'approbation de l'exportation de volumes supplémentaires de gaz canadien par le gazoduc pendant une plus longue période permettrait d'éviter ou de minimiser le problème. Il était entendu que, si ni l'une ni l'autre de ces deux éventualités ne se produisait, il serait nécessaire, pour que les emprunts puissent être complètement remboursés, d'imposer un niveau exceptionnellement élevé d'amortissement pendant les quatre dernières années des contrats d'exportation de gaz approuvés. Le fait que l'ONE avait autorisé la prolongation des livraisons de gaz par les tronçons préliminaires permettait d'espérer qu'il serait possible d'éviter cette situation, mais, à la fin de l'année financière, la demande d'approbation d'un accroissement des importations n'avait toujours pas été présentée aux autorités américaines.

Comme il est expliqué plus en détail au chapitre suivant, qui traite des activités de l'Administration, le Comité d'évaluations environnementales avait soulevé certaines questions concernant le tracé du gazoduc au Yukon dans son rapport de 1979 sur les questions environnementales. Dans son rapport final de septembre 1982, le Comité approuvait le tracé proposé par la société promotrice dans trois régions. Dans un rapport antérieur, publié en juillet 1981, le Comité avait dit craindre que le passage du gazoduc par le défilé d'Ibex au sud et à l'ouest de Whitehorse, selon le tracé proposé par la Foothills, ait des conséquences fâcheuses du fait que la construction du pipeline pourrait faciliter l'accès de la population à cette région. Le gouvernement territorial du Yukon a plus tard annoncé son intention de faire du défilé Ibex une Zone d'aménagement spéciale afin d'éliminer le problème soulevé par le Comité.

acceptable pour toutes les parties concernées, y compris les producteurs canadiens du gaz acquis par la Pan-Alberta et les organismes de réglementation des deux pays. Plusieurs autres entreprises canadiennes engagées dans l'exportation de gaz vers les États-Unis ont aussi subi les effets de cette pression et été forcées d'accepter une importante modification des conditions, de prendre ou de payer, des contrats conclus par les expéditeurs américains. Pendant ce temps, les intérêts américains pressaient de plus en plus le gouvernement canadien de réduire le prix du gaz exporté au sud de la frontière qui, depuis avril 1981, était fixé à 4,90 \$ US les 1 000 pieds cubes. Malgré la forte hausse qu'avaient connue les prix moyens du gaz produit aux États-Unis depuis que le prix canadien avait été fixé à ce niveau, les expéditeurs américains, entre autres, alléguaient que le gaz importé du Canada devenait de moins en moins compétitif sur certains marchés américains.

## Faits saillants—Canada

Comme nous l'avons déjà mentionné, l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska, dont la partie canadienne, qui s'étend sur 636 km (395 mi) à travers l'Alberta et la Saskatchewan, a coûté près de 730 millions \$, et est entré en service au début du mois de septembre 1982. Toutefois, à cause d'une grève des travailleurs affiliés aux syndicats de la construction en Saskatchewan, trois stations de compression et une station de comptage n'étaient toujours pas terminées dans cette province au moment où on a commencé d'acheminer le gaz vers les États-Unis. Le promoteur du tronçon canadien, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., réussit à surmonter ces difficultés grâce à une série d'arrangements palliatifs lui permettant d'utiliser les stations de compression et de comptage de la Nova, An Alberta Corporation. La Nova, une des sociétés mères de la Foothills, exploite des installations parallèles sur presque toute la longueur de l'embranchement est en Alberta. (En mai 1983, la Foothills avait terminé la construction de toutes ses installations et reçu de l'Office national de l'énergie l'autorisation de les mettre en service.)

Dans un rapport publié en janvier 1983 sur les résultats des longues audiences tenues l'année précédente relativement à un certain nombre de demandes d'exportation de volumes supplémentaires de gaz canadien, l'Office national de l'énergie autorisait la livraison aux États-Unis, entre 1988 et 1992, de 362 milliards de pieds cubes de gaz de plus par l'embranchement ouest et de 1,54 billion par l'embranchement est.

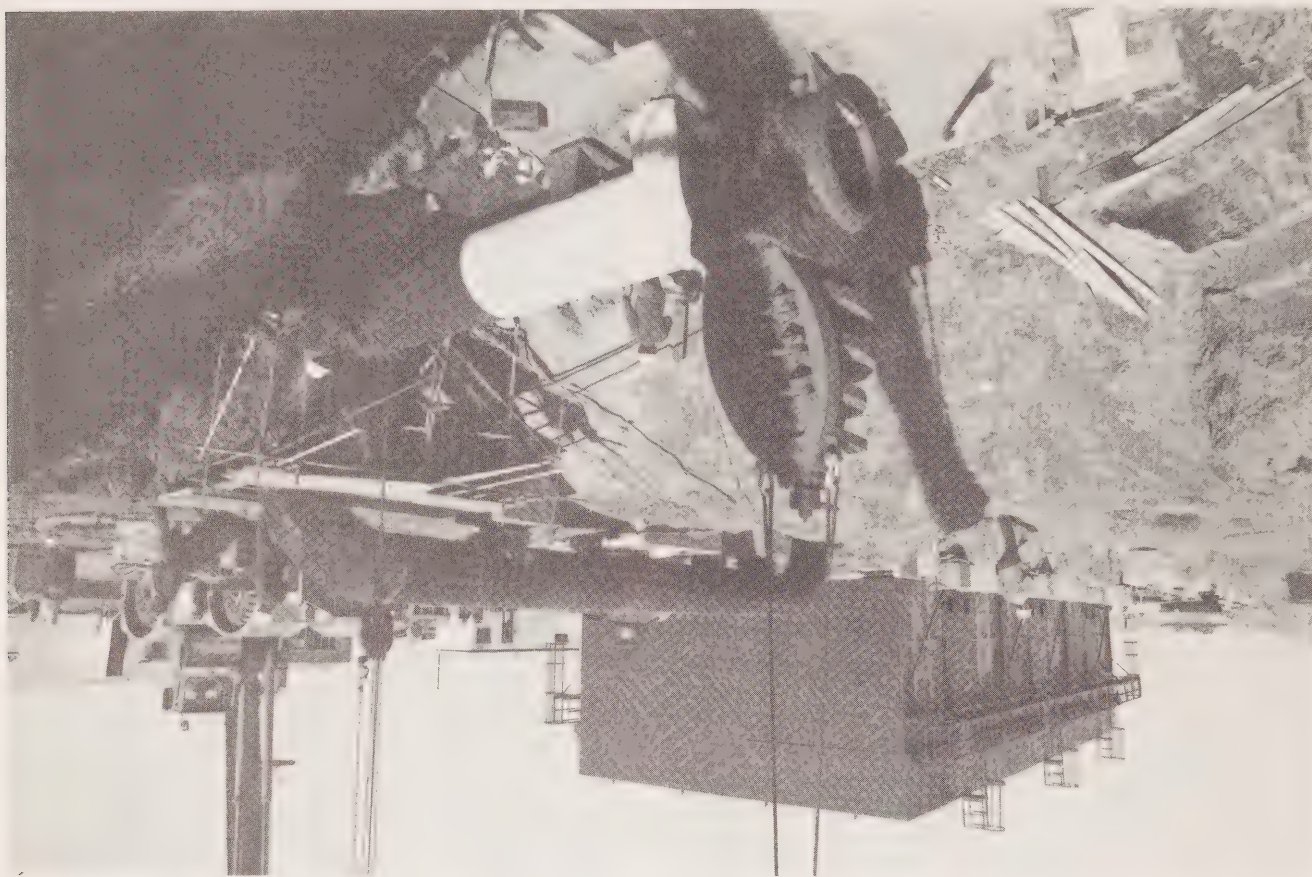


nistration du pipe-line du Nord, ont rapidement dressé des plans pour réduire considérablement leur effectif. Entre la fin d'avril 1982 et mars 1983, la Northwest Alaskan a réduit à 85 environ son personnel de 800 employés permanents et contractuels. Pendant la même période, le personnel de l'OFI est passé de 135 à environ 45 employés.

À partir de la mise en service de l'embranchement est en septembre 1982 jusqu'à la fin de février 1983, le volume des livraisons de gaz par le réseau s'est accru constamment. Cependant, les pressions qui se faisaient de plus en plus sentir sur les marchés américains par suite de la forte baisse de la demande et de l'accroissement des réserves excédentaires de gaz commencèrent à avoir de fortes répercussions sur le débit des approvisionnements acheminés par les tronçons préliminaires du gazoduc de la route de l'Alaska. Le 25 février 1983, la United Gas Pipelines Ltd., un des trois expéditeurs américains qui avaient conclu avec la Northwest Alaskan Pipeline Co. un contrat prévoyant la livraison par l'embranchement est de gaz provenant de la Pan-Alberta, invoqua un cas de force majeure pour ne pas respecter les conditions du contrat. La compagnie déclarait en effet qu'elle ne pouvait plus ni

payer, ni accepter, même les volumes minimaux prévus dans le contrat, à cause de circonstances indépendantes de sa volonté. À peine quelques jours plus tard, la Northwest Alaskan invoqua elle aussi un cas de force majeure pour justifier le non-respect des clauses de son contrat avec la Pan-Alberta de Calgary, ce que celle-ci a refusé d'admettre.

Bien que la United Gas ait été la première à vouloir faire modifier les engagements contractuels, les mêmes difficultés trappaient à un plus ou moins grand degré non seulement les deux autres expéditeurs américains approvisionnés par l'embranchement est et le seul expéditeur approvisionné par l'embranchement ouest, mais aussi la presque totalité des compagnies américaines de distribution de gaz. Malgré une forte baisse de la demande de gaz, la plupart des compagnies pipelinières demeuraient obligées par contrat de prendre ou de payer des approvisionnements de beaucoup supérieurs à ce qu'elles pouvaient vendre. En mars 1983, la Pan-Alberta s'est lancée dans une longue série de négociations avec la Northwest Alaskan et les expéditeurs américains utilisant les embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska pour tenter de trouver un compromis qui serait



Un diaphragme servant à mesurer le débit et la pression du gaz est descendu dans le réseau de tuyauteries extérieur de la station de compression en construction à Piapot (Saskatchewan).



pétrole brut, le ralentissement de l'activité économique aux États-Unis et à l'étranger et l'instabilité des marchés financiers».

Au début de juillet 1982, on apprendait que les trois principaux propriétaires des réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe—Exxon, Sohio et Arco—avaient acquis une meilleure position dans la gestion du tronçon alaskain du réseau grâce aux modifications habilitantes à la législation américaine pertinentes qu'avait sanctionnées le Congrès vers la fin de l'année précédente. Le premier vice-président d'Exxon, Sidney J. Reso, fut élu au poste de vice-président de la Commission des plans et études techniques du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, organisme créé en juin 1980 pour assurer la participation des producteurs à la planification initiale des travaux. Au même moment, les producteurs voyaient croître leur participation à l'élaboration d'un plan financier à la suite de la nomination de Claude C. Goldsmith, premier vice-président et directeur financier d'Arco, au poste de coprésident du Comité consultatif financier rattaché à la Commission des plans et études techniques. L'autre coprésident était Larry Robertson, un conseiller financier de Houston représentant le consortium des sociétés promotrices, dont le nombre était passé de 10 à 9 par suite du retrait en mai 1982 de l'American Natural Resources.

Pendant le reste de l'année financière, les participants à la construction du tronçon alaskain du réseau ont continué d'étudier longuement les questions de financement et de commercialisation qu'il restait à régler. Ils ont d'abord examiné les moyens de niveler les coûts du transport du gaz naturel de l'Alaska vers les marchés des 48 États du sud, trop élevés au départ pour mieux soutenir la concurrence des autres sources d'énergie.

On a également poursuivi l'examen d'un certain nombre de questions techniques ayant trait au tronçon alaskain du réseau. Les programmes d'essais et de recherches reliés au problème du soulèvement par le gel des tuyaux transportant du gaz réfrérai dans des zones de pergélisol continu, par exemple, ont été maintenus. On a aussi entrepris une nouvelle étude de faisabilité portant sur un processus de traitement du gaz à la baie Prudhoe qui paraissait pouvoir être mis en place dans des délais sensiblement plus courts et entraîner des frais de construction et d'exploitation nettement inférieurs par rapport au système proposé à l'origine.

Après qu'on eut annoncé à la fin d'avril 1982 le report à 1989 de la date prévue d'achèvement de tout le réseau, le promoteur alaskain et l'Office of the Federal Inspector (OFI), le pendant américain de l'Admi-

intitulée «Le point», le Directeur général de l'Administration du pipeline du Nord, l'honorable Mitchell Sharp, passe brièvement en revue les faits saillants des cinq premières années d'activité de l'Administration.)

Pendant l'année financière, les sociétés promotrices et les organismes de réglementation des deux pays sont demeurés occupés par l'achèvement des travaux de construction, de nettoyage et de régénération végétale le long de l'embranchement est. Les sociétés promotrices des deux pays ont également poursuivi certaines activités de planification liées à la deuxième étape de construction des tronçons nord du réseau. En outre, les promoteurs et producteurs alaskains ont porté une attention considérable à l'élaboration d'un plan financier viable permettant de financer le reste du réseau et de régler les problèmes que pourrait présenter la commercialisation du gaz de la baie Prudhoe pendant les premières années, à cause de la concurrence des autres sources d'énergie.

## Faits saillants—États-Unis

Comme nous l'avons déjà mentionné, la construction de la partie américaine de l'embranchement est, qui s'étend sur 1 324 km (823 mi) entre un point de la frontière situé à proximité de Monchy (Saskatchewan) et de Port of Morgan (Montana) et Ventura (Iowa), a commencé au printemps de 1981 et a été terminée à temps pour permettre la mise en service du réseau le 1<sup>er</sup> septembre 1982. Le 4 octobre 1982, le promoteur américain, la Northern Border Pipeline Co. de Bismark (Dakota du Nord), a organisé une cérémonie pour souligner l'achèvement du plus important ouvrage de canalisation jamais réalisé aux États-Unis. À l'heure actuelle, le volume maximal de gaz que peut acheminer le réseau en une journée est de  $27,6 \times 10^9 \text{ m}^3$  (975 millions de pieds cubes). Ont assisté à cette cérémonie le vice-président George Bush, le secrétaire à l'Énergie du temps, James Edwards, et l'honorable Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration du pipeline du Nord.

L'annonce, faite par les promoteurs alaskains le 30 avril 1982, que les travaux de construction des tronçons nord du réseau seraient retardés a considérablement assombri la nouvelle que l'embranchement serait achevé pendant les premiers mois de la nouvelle année financière. Le communiqué dans lequel les participants au projet expliquaient leur décision disait ceci: «La planification financière doit obligatoirement tenir compte de circonstances qui n'ont rien à voir avec le projet en soi, comme la surabondance provisoire des réserves mondiales d'énergie, la baisse des prix du

# Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis

## **Vue d'ensemble**

Un fait marquant de l'année financière 1982-1983, sur laquelle porte le présent rapport, est la mise en veilleuse de tout le projet du gazoduc de la route de l'Alaska par suite de la grave détérioration des conditions des marchés économiques, financiers et énergétiques tant en Amérique du Nord que dans la majorité des autres régions du globe.

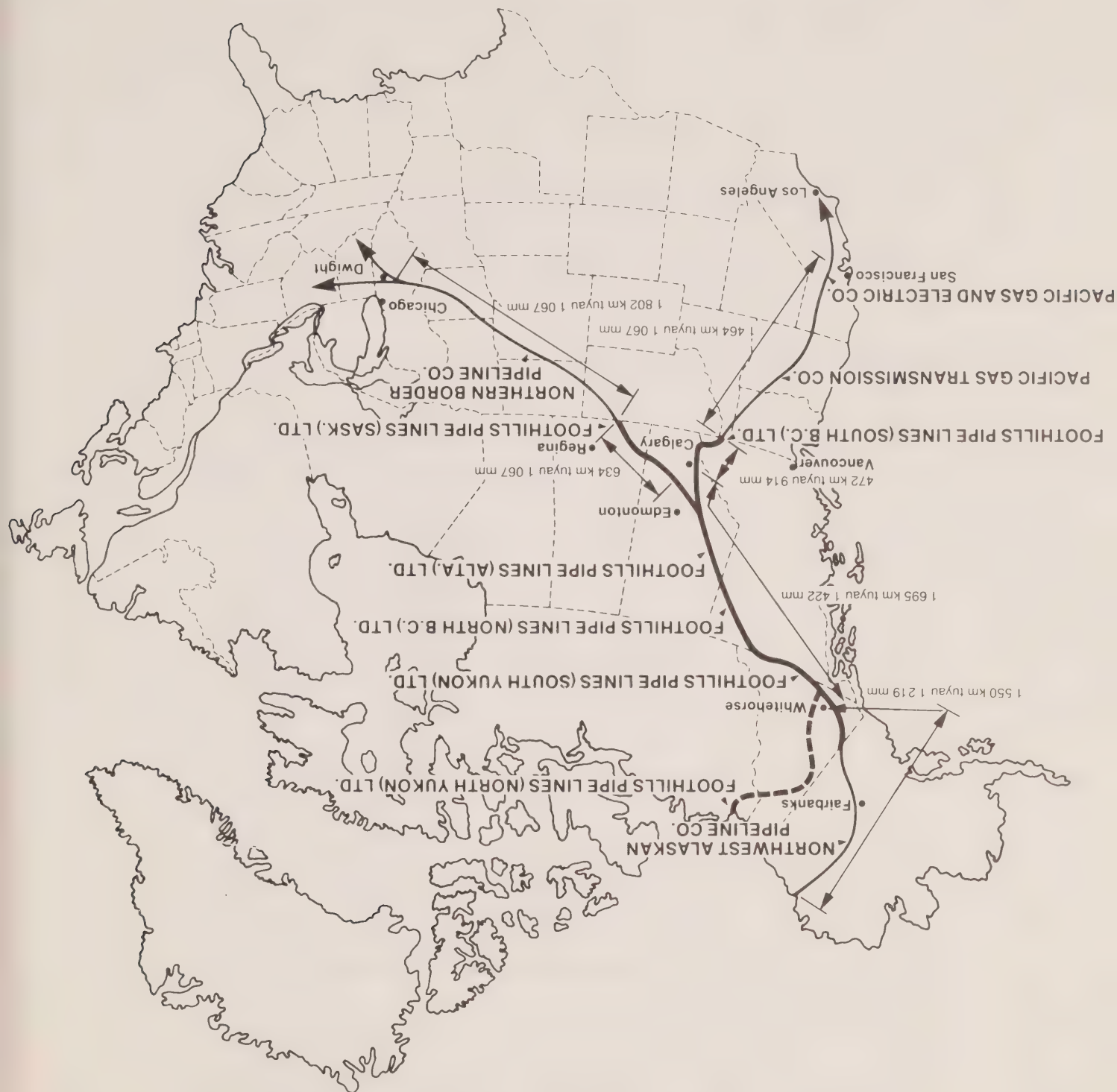
L'embranchement est du réseau, dont la fonction initiale est d'acheminer les réserves excédentaires de gaz naturel canadien vers les marchés du Midwest américain, est entré en service, comme prévu, le 1<sup>er</sup> septembre 1982. Son inauguration mettait fin à la première étape de la construction du réseau au Canada et aux États-Unis, la livraison de gaz en Californie par l'embranchement ouest ayant commencé dès le mois d'octobre 1981.

Jusqu'à la fin de 1982, les livraisons de gaz par le tronçon sud du réseau ont atteint les volumes prévus dans les contrats. Au début de 1983, les expéditeurs américains ont commencé à réduire sensiblement le volume des livraisons en provenance du Canada en raison d'une forte baisse de la demande de la part de leurs propres clients. Cette baisse était attribuable à une combinaison de facteurs dont la rigueur de la récession économique, les mesures d'économie, un hiver exceptionnellement doux et la concurrence accrue des autres sources d'énergie par suite de la forte augmentation des prix du gaz naturel aux États-Unis au moment où ceux des énergies de substitution comme l'électricité et l'huile résiduelle demeuraient stables ou diminuaient.

Au début de l'exercice financier, les plans d'exécution de la deuxième étape du projet, soit la construction des tronçons nord du réseau en Alaska et au Canada, ont aussi été considérablement retardés (comme l'indique le dernier rapport annuel). Vers la fin de 1981, quand le Congrès a approuvé la série de modifications législatives proposée par le gouvernement Reagan, les promoteurs alaskains et les propriétaires des réserves de gaz pensaient bien pouvoir entreprendre rapidement la deuxième étape. Lors d'une conférence tenue à Washington le 16 mars 1982, ils avaient présenté à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) un calendrier prévoyant l'entrée en service de tout le réseau avant la fin de 1987. Toutefois, au terme d'une réunion des propriétaires des réserves de gaz et des promoteurs alaskains et canadiens du gazoduc, tenue à Salt Lake City à peine six semaines plus tard, il était annoncé que l'entrée en service du deuxième tronçon du réseau avait dû être reportée à 1989, à cause du ralentissement de l'activité économique, de la baisse des prix du pétrole brut et de l'instabilité des marchés financiers.

Étant donné que la première étape était terminée et que l'échéance prévue pour l'achèvement du reste du réseau était reportée de deux ans, les promoteurs américains et canadiens ont commencé à réduire considérablement le nombre de leurs employés permanents et contractuels. Les deux organismes de réglementation principalement responsables de la supervision des plans et de l'exécution des travaux de construction, l'Administration du pipeline du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis, ont dû faire de même à cause de la baisse de leurs activités. (Dans la dernière section du rapport,

# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



Voir les mesures unités impériales dans la description du projet



# Table des matières

Page	
	<b>Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska survenus au</b>
1	<b>Canada et aux États-Unis</b>
1	Vue d'ensemble
1	Faits saillants—États-Unis
4	Faits saillants—Canada
7	<b>Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord</b>
7	Activités de l'Administration
8	Examen des plans socio-économiques et écologiques
8	Relations avec les Autochtones
9	Coordination fédérale-provinciale-territoriale
9	Conseils consultatifs régionaux
10	Autres consultations
10	Plan de recrutement et relations du travail
11	Transport et logistique
11	Exercice des pouvoirs de réglementation délégués fédéraux
12	Surveillance sur le terrain
13	Surveillance de l'environnement
13	Travaux techniques
14	Station d'essais de Quill Creek
14	Maximisation de la stabilité des tuyaux en terrain mouvant
16	Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon
16	Établissement du tracé du pipe-line à travers le Yukon
17	Méthodes de contrôle des dépenses
17	Questions relatives au droit de passage
17	Plans, profils et livres de renvoi
18	Croisements du pipe-line
18	Intérêts des propriétaires terriens
19	Autorisations de prendre des terres supplémentaires
19	Audiences concernant le tracé
21	<b>Finances, personnel et langues officielles</b>
21	Finances et personnel
21	Plan des langues officielles
22	<b>Le point</b>
22	Coup d'œil rétrospectif du Directeur général, Mitchell Sharp, sur les cinq premières années
26	<b>Appendices</b>
26	A Rapport du Vérificateur général du Canada
31	B Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord
33	C Description du projet
35	D Première étape: construction des tronçons sud
36	D Administration du pipe-line du Nord—Cadres supérieurs et adresses des bureaux



Ottawa, Ontario,  
le 30 décembre 1983

Monsieur le Ministre,

Je vous soumetts ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1983, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

L'hon. H. A. (Bud) Olson, c.p.,  
Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Le sénat,  
Ottawa (Ontario)



## Remerciements

Nous désirons remercier la société Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. de Calgary (Alberta) de nous avoir autorisés à utiliser certaines des photographies reproduites dans le présent rapport.



Administration du pipe-line du Nord Northern Pipeline Agency  
Canada

# RAPPORT ANNUEL

## 1982-1983

© Ministère des Approvisionnement et Services Canada 1984

N° de cat. C 88-1/1983

ISBN 0-662-52872-7

Couverture—Des équipes de construction fixent des flotteurs à la canalisation avant de lui faire franchir la rivière Saskatchewan-Sud dans l'est de l'Alberta.



Canada



ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD  
RAPPORT ANNUEL  
1982-1983

CAI  
NP  
-A56

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1983-1984**

Canada







Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1983-1984**

© Minister of Supply and Services Canada 1985

Cat. No. C 88-1/1984

ISBN 0-662-53442-5

Ottawa, Ontario,  
December 31, 1984.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1984, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style with a large initial 'M'.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Hon. Donald Mazankowski, P.C., M.P.,  
Minister of Transport and Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.





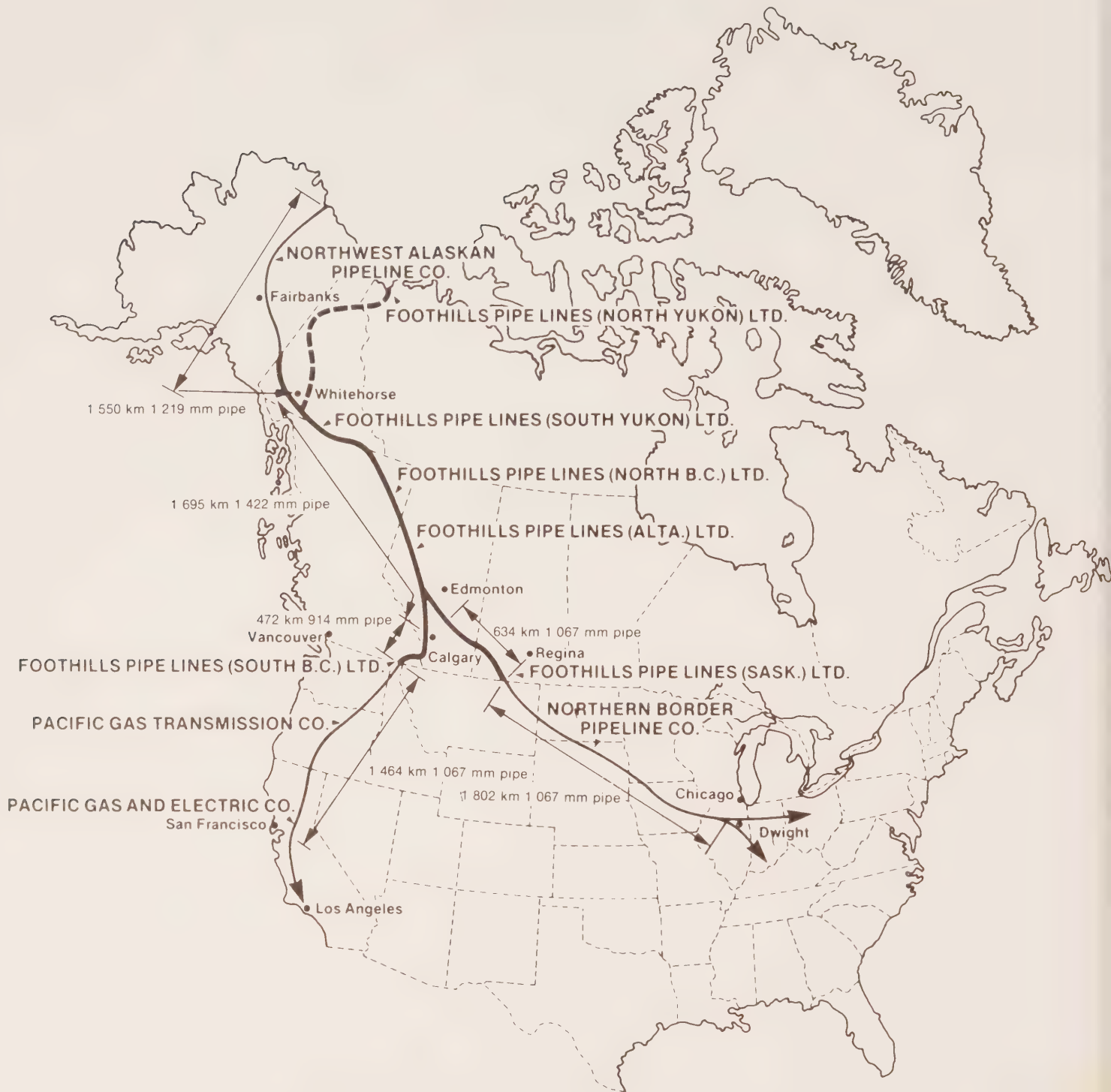
---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview of Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project</b> .....	<b>1</b>
Operations of the Eastern and Western Legs .....	1
Second-Stage Constructions Plans .....	3
<b>Operations of the Northern Pipeline Agency</b> .....	<b>5</b>
Agency Activities .....	5
Grant of Easement in Yukon to Foothills .....	5
Quill Creek Test Facility .....	5
Engineering Activities .....	6
Environmental Monitoring .....	6
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	<b>7</b>
Finance and Personnel .....	7
Official Languages Plan .....	7
<b>Appendices</b>	
A Report of the Auditor General of Canada .....	9
B The Role of the Northern Pipeline Agency .....	13
C Project Description .....	15
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections .....	16
D Northern Pipeline Agency—Senior Officers and Office Locations .....	18

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



See Project Description for imperial measurements



---

# **Overview of Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project**

---

A deterioration in market conditions in the United States for natural gas continued to have an adverse impact on the Alaska Highway Gas Pipeline Project during the fiscal year 1983-84, as it had during the previous year.

This applied both to the operations of the pre-built Eastern and Western Legs of the system, which were being utilized initially to transport surplus Canadian gas to California and the U.S. mid-west, and to planning for second-stage construction of the system to tap the immense gas reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska.

---

## **Operations of the Eastern and Western Legs**

---

The transmission of Canadian natural gas for export to California and the U.S. mid-west through the Eastern and Western Legs remained substantially below authorized volumes of some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of gas a day and—by agreement between the contracting parties and regulatory authorities—well below the minimum take provided for by the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

The sharp cutback in exports through the pre-built sections of the Alaska Highway Gas Pipeline, as well as most other Canadian gas sales south of the border, reflected the heavy pressure on the vast majority of

U.S. interstate shippers. This pressure was the result of a substantial drop in demand for natural gas due to such factors as economic recession, conservation, a series of mild winters, and competition from other energy sources—particularly residual oil and electricity. At the same time, a significant—if temporary—surplus of gas supplies from U.S. sources developed in response to increased wellhead prices.

Although there was a strong economic recovery underway during the fiscal year, which led to some pickup in industrial demand for natural gas and an upturn in residential requirements as a result of colder winter weather, total demand still remained well below the level of a few years ago.

While the base price of gas exports was reduced in April, 1983, by the Canadian government from U.S. \$4.94 to \$4.04 per million British Thermal Units (MMBtu) and subsequently an incentive pricing scheme established for certain incremental volumes of \$3.40 per MMBtu, Canadian gas continued to face severe price competition in a number of U.S. markets. (In July, 1984, the government announced a new policy under which buyers and sellers had the option of negotiating individual pricing arrangements, effective as of the beginning of November, subject to the consideration of the National Energy Board and, ultimately, to the government's approval. Among other conditions, the new policy stipulated that the export price must not be less than the domestic price for gas delivered at the Toronto city gate under similar terms and conditions.)

In the United States, the competitive position of natural gas in relation to alternative energy sources was aggravated for an extended period by increases in the prices of many sources of gas under the provisions of the 1978 U.S. Natural Gas Policy Act at a time when worldwide conditions were putting downward pressure on oil prices. While the Reagan Administration pressed for deregulation of all natural gas prices in order to provide for their establishment by the forces of the marketplace, certain interests in Congress sought to tighten controls over gas prices and, in particular, to forestall the deregulation of all but so-called 'old' gas due to go into effect under existing legislation at the beginning of 1985.

In February, 1984, U.S. Secretary of Energy Donald Hodel issued new policy guidelines and delegation orders to govern the regulation of imported natural gas. Among other things, the guidelines stipulated that the key test in determining whether proposed new gas imports in future would serve the U.S. public interest was whether the agreements between buyer and seller "provide for the sale of gas in volumes and at prices (that are) responsive to market demands."

Under the 1977 U.S. Department of Energy Organization Act, the regulatory authority with respect to imports of natural gas was largely transferred from the old Federal Power Commission to a new body known as the Economic Regulatory Administration (ERA). An exception was made, however, in the case of any imports of gas through the Alaska Highway Pipeline, which were made subject to the regulatory control of the newly-created Federal Energy Regulatory Commission. Under the delegation orders issued in February, Secretary Hodel transferred responsibility with respect to imports via the Eastern and Western Legs from the Commission to the ERA.

Some months prior to the transfer of this responsibility, the Minister then responsible for the Northern Pipeline Agency, Sen. H.A. (Bud) Olson, requested the undertaking of consultations with the U.S. Administration as provided for under the Canada-U.S. Agreement of 1977. The Minister sought these consultations to discuss particular problems that had arisen with respect to the Eastern Leg because of the high rate of depreciation being charged on the system in the United States. This high depreciation rate, which was geared to amortize the system during the limited period for which throughput had been contracted and approved by both countries, resulted in exceptionally high transportation costs. These high toll charges, in turn, further compounded the problem of declining exports of gas through the line caused by the market problems outlined earlier.

Consultations on this matter were held in Washington in November, 1983. At the direction of Sen. Olson, the Canadian delegation was headed by the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, who was joined by C. Geoffrey Edge, Chairman of the National Energy Board. The U.S. delegation was headed by Raymond Hanzlik, Administrator of the Economic Regulatory Administration.

U.S. officials at the time undertook to explore various means of alleviating the problem raised by the Canadian delegation. Subsequently, the FERC conditionally approved a four-year extension of imports of Canadian gas through the pre-build system in line with parallel export extensions approved by the National Energy Board of Canada in January, 1983. As a result of this action, provisions were made for reducing the rate of depreciation on the U.S. portion of the Eastern Leg and undertaking a commensurate reduction in toll costs.

(In the spring of 1984, three competing proposals were put forward for transporting new Canadian gas exports to the northeastern mid-west U.S. market approved by the National Energy Board in January, 1983, all of which involved utilization of the Eastern Leg to move all or part of additional volumes. The proposed increase in throughput would have the effect of increasing the efficiency of the system by reducing prevailing high unit transportation costs.

(TransCanada PipeLines proposed to transport some 24 million cubic metres (655 million cubic feet) of gas a day to the northeast market through expansion of its own system and that of its U.S. affiliate, Great Lakes Gas Transmission. Its application to the National Energy Board involved the transportation of some 11 million cubic metres (385 million cubic feet) of gas a day for export to the U.S. mid-west market through the Eastern Leg rather than exporting it at Emerson, Manitoba, via Great Lakes, as originally proposed. By contrast, two competing U.S. groups advanced proposals for utilizing the existing Eastern Leg facilities and an expansion of their own network of pipeline to transport the gas contracted for sale in the northeastern U.S. market. One group was made up of Northern Border Pipeline Co., owner of the Eastern Leg of the Alaska Highway Pipeline in the United States, ANR Pipeline Co. and the Northern Natural Gas Co. The other scheme was proposed by MidCon Corporation, a subsidiary of the Natural Gas Pipeline Co. of America.)



---

## Second-Stage Construction Plans

---

Planning for second-stage construction of the pipeline—which primarily involves construction of the northern segments from Prudhoe Bay on the coast of the Beaufort Sea in Alaska to join with the pre-built Eastern and Western Legs just north of Calgary, Alberta—continued throughout the fiscal year in both Canada and the United States, but at a much reduced pace. As in 1982-83, the depressed gas market in the United States continued to impede progress in moving toward implementation of the second-stage of the undertaking.

In the early fall of 1983, the future of the project was called into question with the bid by The Williams Companies to take control of the Northwest Energy Co. Under the Chairmanship of John G. McMillian, the latter company had played the lead role in bringing together the consortium of pipeline companies that supported the building of the Alaskan portion of the pipeline system. This was the Board of Partners of Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co. Northwest Alaskan Pipeline Co. acted as operating agent on behalf of the partnership.

Although the take-over bid was initially contested by Mr. McMillian and other directors, in the end it was accepted amicably. In October, Joseph H. Williams, Chairman and Chief Executive Officer of The Williams Companies, was elected Chairman of Northwest Energy. Vernon T. Jones, Executive Vice-President of Williams, was elected President and Chief Executive Officer of Northwest. Mr. Jones also became Chairman of the Board of Partners representing the pipeline consortium sponsoring the pipeline in Alaska.

Soon after their election, the new officers of Northwest Energy hastened to assure government authorities in both the United States and Canada of their own strong support for the Alaska Highway Pipeline Project. At the time, prospects for proceeding with second-stage construction were cast into doubt not only by the unsettled market conditions in the continental United States, but also by a proposal being advanced by former Alaska Governor Walter J. Hickel for a pipeline to transport Prudhoe Bay gas to the south coast of the state, where it would be liquefied and transported to the Far East by LNG tankers. A variant of that proposal envisaged gas from the North Slope being utilized both for transmission to Japan and other Far Eastern countries as LNG and to supply the

Alaska Highway Pipeline if, as and when that project became economically feasible.

These issues were raised for consideration before a sub-committee of the Senate Committee on Energy and Natural Resources in Washington in mid-November, 1983. In his testimony, Mr. Jones told the Committee that the consortium believed the Alaska Highway Pipeline “remains today, as it was in 1977, the best choice, in fact the only realistic choice for marketing North Slope Alaskan gas.” He maintained it was unrealistic to believe that the gas reserves available in northern Alaska would support both exports in the form of LNG and the supply of markets in the lower 48 states via the pipeline.

“In summary, we are convinced that, at the appropriate time, Alaskan gas can be delivered to the lower 48 states at market clearing prices,” Mr. Jones said. “We believe that this will occur when the perceived fuels ‘glut’ disappears and forecasts of future shortages in the lower 48 states become more widely accepted. We believe that such shortages *will* occur, and this is a view shared increasingly by responsible authorities.”

Testifying during the same hearing, Sidney J. Reso, Senior Vice-President of Exxon U.S.A., one of the three major owners of Prudhoe Bay reserves, said his company “seriously question the commercial viability of an LNG export project ...” Mr. Reso maintained that Alaskan gas would be needed early in the 1990s to offset declining U.S. supplies from the lower 48 states. “Our forecasts are that production of natural gas in the United States will begin to decline after 1985 and will continue to decline in the 1990s even assuming that the ANGTS (Alaska Natural Gas Transportation System) is completed and Alaska gas is available to the contiguous United States in the early 1990s.”

(In May, 1984, the Yukon Pacific Corp. filed an application with the U.S. federal government for a right-of-way for a proposed 1320 km (820 mi) pipeline to transmit natural gas from Prudhoe Bay to southern Alaska, where it would be liquified and shipped by LNG tankers to countries in the Far East.)

During the course of the fiscal year, the sponsors of the Alaska Highway Pipeline Project in the State of Alaska concluded that the system could be built at significantly lower cost than earlier estimated. In part, this was due to the reduction in forecast costs because of a sharp drop in the rate of inflation and also a substantial decline in the level of interest rates from the record levels reached earlier in the 1980s. In part, the cost saving was the result of a decision announced in August, 1983, to adopt a new process for conditioning



the gas from the wellhead prior to its delivery to the pipeline. This revised design of the conditioning plant, which is required to remove such substances as moisture, carbon dioxide and natural gas liquids (propane, butane, etc.), would reduce the number of component units by one-third, reduce delivery time of those components from three years to two, and reduce capital costs by around \$1 billion, which in turn would lead to a reduction in the costs of capital used during construction. The new system would also result in lower operating costs.

In addition to the studies that led to the revision in plans for the conditioning plant, the consortium in Alaska continued to develop engineering design criteria and environmental plans for consideration by the Office of the Federal Inspector, the U.S. counterpart in certain respects to the Northern Pipeline Agency. Much of this technical work focussed on engineering considerations related to mitigating the impact of frost heave—a condition created when gas below freezing temperatures causes frost to build up around a pipeline in unfrozen, moisture-laden soils, which can create stresses on the pipe that may result in a fracture.

As of the end of March, 1984, the Office of the Federal Inspector had a staff of 23 employees in its main

office in Washington and in regional offices in Irvine, California, and Fairbanks and Anchorage, Alaska.

As outlined more fully in the section that follows, activities in Canada related to the second stage of the pipeline were very limited in view of uncertainties as to when the project might begin to be rejuvenated. Much of the focus of the Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., was on monitoring the results of thaw-settlement tests at its Quill Creek experimental site in Yukon and on certain studies related to the optimal size of pipe and pipeline pressure in the case of the northern segments of the system. One of the primary concerns of the Northern Pipeline Agency was the granting in late 1983 by the federal government of the easement for the right-of-way of the pipeline throughout Yukon. While a number of Agency staff was seconded on a full or part-time basis to other government departments and agencies, by the end of the fiscal year the number of staff actually engaged in operations of the NPA had been reduced to around 15 from a peak of more than 100 some two years before. The NPA's regional office in Vancouver was closed down at the end of the fiscal year (and its office in Whitehorse two months later).

---

# Operations of the Northern Pipeline Agency

---

---

## Agency Activities

---

The scaling down of the activities of the Northern Pipeline Agency that was first initiated in the previous fiscal year continued throughout 1983-84 as a result of the completion of construction of the Eastern and Western Legs and the delay in proceeding with Phase II construction of the northern segments, which led to a sharp reduction in the planning, design and engineering activities being undertaken by Foothills.

During the last fiscal year, as outlined in more detail in the following section, several members of the staff of the Agency were seconded on a full or part-time basis to other government departments or agencies. By year's end, the number engaged in the activities of the NPA was the equivalent of 15 person-years, down from a peak of more than 100 in mid-1982. As noted earlier, the Agency's Vancouver office was closed down on March 31, 1984, (which was followed by the closing a few months later of the NPA's Whitehorse office following the closure of Foothills' office in the Yukon Capital).

Following is an outline of some of the more significant activities in which the Agency was engaged during the year and of developments that affected it.

---

## Grant of Easement in Yukon to Foothills

---

One of the major undertakings in which the NPA was engaged during the year was that of assisting in the preparation of the complex documentation required for

the grant of easement to Foothills by the Governor in Council covering the right-of-way through Crown land in Yukon. The grant of easement and the related proclamation providing for the coming into force of amendments to the Land Titles Act that formed part of the 1978 Northern Pipeline Act were undertaken in late November and early December, 1983.

The granting of the easement for the right-of-way of the pipeline followed an earlier decision in March, 1983, by the Hon. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, approving the route of the 830 km line through southern Yukon following extensive study of many geotechnical, environmental and socio-economic factors over a period of several years. In late December, 1983, the then Minister of Indian and Northern Affairs, the Hon. John Munro, announced that the development freeze imposed on an eight-kilometre corridor straddling the proposed route of the line through Yukon would be lifted late in June, 1984. The effect was to narrow the restriction on development to the 240-metre width of the pipeline right-of-way covered by the easement.

---

## Quill Creek Test Facility

---

One of the major pre-construction undertakings by Foothills in Yukon was the establishment in 1981 of extensive facilities at Quill Creek, some 25 km northwest of Burwash Landing, to test a variety of aspects of pipeline construction and design in the North. Of particular concern has been the effect of transmitting gas at above-freezing temperatures through various designs and modes of pipeline installed above and below ground in areas of moisture-laden permafrost so

as to determine the most technically and economically feasible means of avoiding or minimizing the problem of thaw settlement—the settlement of the pipe due to the melting of surrounding permafrost by the warm gas and subsequent erosion of the soil.

Data from the test facility continued to be gathered by automatic, remote electronic read-outs and by periodic, on-the-spot examinations by the Foothills' employee stationed at the site. Since April, 1982, Foothills has submitted five reports to the Agency on various aspects of the test operations, including ground temperatures, measures and predicted thaw depths, and pipe heave and settlement. The reports have also covered observations on the trenches, back-fill in the case of buried pipe, and pipe installed above ground in embankments and concrete restraints.

---

## Engineering Activities

---

While construction of the pre-built Eastern and Western Legs of the pipeline was virtually all completed by the beginning of the fiscal year, the Agency had certain remaining responsibilities to carry out with respect to these projects.

In April, 1983, Agency personnel oversaw the scheduled program for testing of Compressor Station 391 at Richmond, Saskatchewan, the completion of which had earlier been delayed due to a strike among the building trade unions. Early in April, the company submitted revised and outstanding drawings of the station to the Agency to complete its fulfillment of the NPA's Engineering Order.

Following completion of the drawings and of the testing program, Foothills submitted to the NPA for its consideration Part II of the application it filed with the National Energy Board (NEB) for leave-to-open Compressor Station 391. A supporting recommendation by the NPA's Designated Officer was followed by granting of leave-to-open by the Board in May, 1983.

On behalf of the NEB, the Agency also observed a hydrostatic test conducted on a by-pass line constructed at Compressor Station 394 at Monchy, Saskatchewan. This by-pass line, which was installed with the approval of the NEB, is designed to enable Foothills to recirculate continuously part of the gas

through the compressor as a means of compensating for lower volumes of gas flows through the line than the unit was originally designed to handle efficiently.

All "As-Built" drawings for the pre-build sections in Zone 6 (Eastern Leg, Alberta) and Zone 8 (Western Leg, South B.C.) were reviewed by Agency staff and received approval.

During the year, Foothills put forward for the Agency's consideration a number of consultants' reports and amendments to previously submitted or approved documents and drawings. These were related to liquefaction and slope stability studies undertaken by the company for selected construction sections and river crossing scour design criteria within the Yukon. The Agency staff completed its review of the documents, which were subsequently granted qualified acceptance or approved by the Designated Officer, as appropriate.

---

## Environmental Monitoring

---

The Environmental Group inspected all sections of the Eastern and Western Legs between April and October, 1983, in accordance with the NPA's mandate to monitor the condition of the pipeline right-of-way for one year following leave-to-open. A final report outlining the detailed findings of the group by construction segment was submitted in December, 1983. In general, the report found that in Alberta and Saskatchewan the right-of-way was in excellent condition, that revegetation was adequate for erosion control and that full replacement of habitat conditions of benefit to wildlife will be achieved in one to two years. No action other than regular inspection and maintenance by Foothills was required. In South B.C., revegetation on the whole was also found to have been successful. However, in areas where the pipeline right-of-way traverses very steep slopes and physical barriers have been installed to provide additional erosion control, there may be a requirement to undertake maintenance for some years following spring run-off. The inspection revealed that water crossings by the pipeline were in good condition and that there were no significant changes to drainage patterns as a result of pipeline construction. In a few instances, Foothills has taken action to remedy interference caused to the movement of groundwater.



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament, together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1984, is reproduced as Appendix A.

Estimates for 1983-84 provided \$5.6 million and 75 person-years for the operation of the Agency. Actual expenditure was \$5.4 million and 63 person-years were utilized in carrying out the services of the Northern Pipeline Agency. Included in expenditures were employment termination costs of \$648,000 incurred as a result of the further reduction in staff that was undertaken because of the continuing reduction in the activities of the Agency due to the completion of construction of the first stage of the Alaska Highway Gas Pipeline Project and continuing delays in the scheduled commencement of the second stage of the northern segments.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling \$5.7 million were made. Of this total, \$4.3 million was recovered from Foothills in keeping with the provisions

of the *Northern Pipeline Act*, which represented the unrecovered balance from the previous fiscal year and part of the 1983-84 expenditures by the Agency. The additional recovery of \$1.4 million comprises mainly recoveries from various other departments and agencies of the federal government to which certain NPA employees had been seconded as part of the phasing down of Agency activities. All recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the Official Languages Act.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year. It is becoming progressively more difficult to comply with the Plan as the staff of the Agency is reduced to a skeleton basis pending resumption of construction of the pipeline. However, to the extent possible, the Plan has remained in effect.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

The Honourable Don Mazankowski, P.C., M.P.,  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1984. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1984 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read "Kenneth M. Dye".

Kenneth M. Dye, F.C.A.  
Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
September 15, 1984



## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Statement of Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1984

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	\$4,119,417	\$4,789,364
Rentals	727,907	733,354
Travel and communication	251,987	542,788
Professional and special services	231,508	351,217
Materiel and supplies	29,696	114,623
Information	21,237	44,257
Furniture and equipment	8,160	48,227
Other	24,471	66,051
	<u>5,414,383</u>	<u>6,689,881</u>
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 4)	4,300,422	6,893,422
Secondment of Agency staff	1,310,912	609,759
Other recoveries	98,469	8,024
	<u>5,709,803</u>	<u>7,511,205</u>
Excess of receipts deposited to the Consolidated Revenue Fund over expenditure out of the Consolidated Revenue Fund	<u>\$ 295,420</u>	<u>\$ 821,324</u>

Approved by:



Commissioner



Chief Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to Statement of Expenditure and Receipts March 31, 1984

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### 3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Parliamentary appropriations		
Economic Development		
Vote 5—Program expenditures	\$5,150,400	\$8,871,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	426,000	654,000
	<u>5,576,400</u>	<u>9,525,000</u>
Lapsed in accordance with Section 30 of the Financial Administration Act	162,017	2,835,119
	<u>\$5,414,383</u>	<u>\$6,689,881</u>

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$5,414,383	\$6,689,881
Adjustment in respect of employee benefits	—	(641,000)
Secondment of Agency staff	(1,310,912)	(609,759)
Other recoveries	(98,469)	(8,024)
	<u>4,005,002</u>	<u>5,431,098</u>

Costs to be recovered in the following year	(160,227)	(455,647)
Prior year costs recovered in the current year	455,647	1,917,971
	<u>\$4,300,422</u>	<u>\$6,893,422</u>

The Agency's share of employee benefits paid to the government since 1978 has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1983 have been adjusted accordingly.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1984 are estimated at \$228,000 (1983—\$105,000).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities since May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations unpaid costs, including relocation costs, are estimated as follows:

Terminations during the year ending	
March 31, 1985	\$ 575,000
Subsequent terminations	500,000
	<u>\$1,075,000</u>

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back two years to 1989 and all parties were to scale down their activities to correspond to a revised construction schedule.

In June 1983, when Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced a further reduction in its activities over the next two years, the Agency made further reductions to scale down its activities to correspond to those of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

The Agency has been able to reduce staff costs through secondments to other departments and by terminations. Certain other costs have also been reduced in the past two years.

#### 7. Subsequent event

In June 1984, Northern Pipeline Agency entered into a new lease agreement with Petro Canada, resulting in a substantial saving over the next two years. The cost to surrender the sub-lease was \$225,000.



---

## The Role of the Northern Pipeline Agency

---

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the

*Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who initially was also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a

member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline. A list of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency offices can be found in Appendix D on Page 18.

---

## Project Description

---

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, An Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies—Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company—have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.<sup>1</sup> An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

---

<sup>1</sup> The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.



The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.<sup>2</sup>

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.<sup>3</sup>

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, excluding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be \$10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of \$4.3 billion for the Canadian segments and \$6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately \$38.7 billion to \$47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the \$2.4 to \$2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for

<sup>2</sup> Yukon	233 mi. of 48 in.	Saskatchewan	160 mi. of 42 in.
	275 mi. of 56 in.		
B.C. (North)	444 mi. of 56 in.	B.C. (South)	106 mi. of 36 in.
Alberta	334 mi. of 56 in.		
	234 mi. of 42 in.		
	187 mi. of 36 in.		

<sup>3</sup> The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised-in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately \$17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately \$19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimate with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the further extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

---

### First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections

---

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

The first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately \$1.4 billion (U.S.) for the American section and \$928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further

extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, is comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. Gas began to flow through the system on September 1, 1982.

---

## Northern Pipeline Agency

---

### Senior Officers and Office Locations

#### **Ottawa—Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

Centennial Towers (Station 210)  
200 Kent Street,  
Ottawa, Ontario,  
K1A 0E6

#### **Calgary—Operational Headquarters**

Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and  
Designated Officer,  
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator.

Suite 450,  
101-Sixth Avenue Southwest,  
Calgary, Alberta.  
T2P 3P4











# Administration du pipe-line du Nord

## Cadres supérieurs et adresses des bureaux

### Ottawa—Siège social

L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Les Tours Centennial (poste 210)

200, rue Kent

Ottawa (Ontario)

K1A 0E6

### Calgary—Bureau administratif

M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire

désigné

M. A. Barry Yates, directeur adjoint

Suite 450

101 – 6<sup>e</sup> Avenue s.-o.

Calgary, (Alberta)

T2P 3P4

doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), situé sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux gazoducs de la Northwest Pipeline et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongés de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1<sup>er</sup> octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'étend sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'échelonner sur deux ans. Le réseau est cependant entré en service le 1<sup>er</sup> septembre 1982.

---

## Première étape: Construction des tronçons sud

---

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux États-Unis depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 millions de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes<sup>2</sup>:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre 443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre 715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie- Britannique (nord)	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre 377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre 301 km de longueur et 914 mm de diamètre 258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre 171 km de longueur et 914 mm de diamètre
Colombie- Britannique (sud)	

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 Etats du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre<sup>3</sup>.

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions

<sup>2</sup> Yukon	233 mi de longueur et 48 po de diamètre 275 mi de longueur et 56 po de diamètre
Colombie- Britannique (nord)	444 mi de longueur et 56 po de diamètre 334 mi de longueur et 56 po de diamètre 234 mi de longueur et 42 po de diamètre 187 mi de longueur et 36 po de diamètre
Saskatchewan	160 mi de longueur et 42 po de diamètre
Colombie- Britannique (sud)	106 mi de longueur et 36 po de diamètre

<sup>3</sup> En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 Etats du sud, la longueur de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre.

de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beau-

fort.

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillan, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux Etats-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 à 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée à la fin de 1986.

Aux mêmes audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué à 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient achevés en 1987.

À la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux Etats-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page vi.



## Description du projet

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

- Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
- Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.
- Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49<sup>e</sup> parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada Pipelines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction préliminaire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 220 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49<sup>e</sup> parallèle<sup>1</sup>. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

<sup>1</sup> Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49<sup>e</sup> parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.

est administré par un directeur nommé par décret, qui, au début, s'occupait aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués le 27 juillet 1978. Suite à une nou-

velle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska. À l'annexe D, page 19, on trouvera la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

# Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartient aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres paliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Le principal bureau administratif se trouve à Calgary et

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions négatives qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des Autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour



## 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, le responsable américain du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée de deux ans, c'est-à-dire jusqu'en 1989. Tous les intervenants doivent réduire leurs activités de manière à respecter le nouveau calendrier des activités.

En juin 1983, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a annoncé une autre réduction de ses activités au cours des deux prochaines années, l'Administration a décidé de réduire d'avantage ses propres activités pour réaménager ses opérations en fonction de celles de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant plusieurs employés auprès d'autres ministères et en ayant recours à des cessations d'emplois. Certains autres frais ont également été réduits au cours des deux derniers exercices.

## 7. Événement subséquent

En juin 1984, l'Administration du pipe-line du Nord a négocié un nouveau bail avec Pétro-Canada, ce qui résultera en une épargne importante au cours des deux prochains exercices. Le coût d'abandon du contrat de sous-location a été de \$225,000.

## 4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1984	1983
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	\$5,414,383	\$6,689,881
Rajustement au titre des prestations aux employés	—	(641,000)
Détachement d'employés de l'Administration	(1,310,912)	(609,759)
Autres recouvrements	(98,469)	(8,024)
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	4,005,002	5,431,098
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	455,647	1,917,671
	\$4,300,422	\$6,893,422

La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement depuis 1978 représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice terminé le 31 mars 1983 ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

## 5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

## Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13 % du total de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1984 sont évalués à \$228,000 (1983 — \$105,000).

## Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de relocation, sont estimés comme suit:

Cessations pendant l'exercice se terminant le 31 mars 1985  
\$ 575,000  
Cessations subséquentes  
500,000

\$1,075,000

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

## Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées

au 31 mars 1984

### 1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses une fois acquittés. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses au cours de l'exercice où s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide des crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

#### Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

### 3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été réglées de la manière suivante:

Crédits parlementaires		Développement économique	
Crédit 5—Dépenses du programme		Statutaire—Contributions aux régimes	
d'avantages sociaux des employés		Montant annulé en conformité avec l'article 30 de la Loi sur l'administration financière	
\$5,150,400	426,000	5,576,400	162,017
\$8,871,000	654,000	9,525,000	2,835,119
1984	1983	\$5,414,383	\$6,689,881



# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des rentrées  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1984

1984	1983
Dépenses (note 3)	

Traitements et prestations aux employés	\$4,119,417	\$4,789,364
Locations	727,907	733,354
Transports et communications	251,987	542,788
Services professionnels et spéciaux	231,508	351,217
Fournitures et approvisionnements	29,696	114,623
Information	21,237	44,257
Mobilier et matériel	8,160	48,227
Autres	24,471	66,051
	5,414,383	6,689,881

## Rentrées

Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	4,300,422	6,893,422
Détachement d'employés de l'Administration	1,310,912	609,759
Autres recouvrements	98,469	8,024
	5,709,803	7,511,205
Excédent des rentrées au Fonds du revenu consolidé sur les dépenses à même le Fonds du revenu consolidé	\$ 295,420	\$ 821,324

Approuvé par:

Le directeur général,

*W. J. Smith*

L'agent financier supérieur,

*E. H. Smith*



VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable Don Mazankowski, C.P., député  
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1984. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1984 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Le vérificateur général du Canada

Kenneth M. Dye, F.C.A.

Ottawa, Canada  
le 15 septembre 1984





# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe A le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1984.

Le budget de fonctionnement de l'Administration pour 1983-1984 s'élevait à 5,6 millions de dollars. Les dépenses réelles, y compris les indemnités de fin d'emploi totalisant 648 000 \$ versées par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration, entraînée par l'achèvement de la première étape de projet du gazoduc de la route de l'Alaska et du nouveau report de la deuxième étape de construction des tronçons nord, ont été de 5,4 millions de dollars. Le nombre d'années-personnes autorisées pour 1983-1984 était de 75, mais il n'en a été utilisé que 63.

L'article 29 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 5,7 millions de dollars. De ce montant, 4,3 millions ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord, cette somme représentant le solde non recouvré de l'année

financière précédente et une partie des dépenses de l'Administration en 1983-1984. La somme additionnelle de 1,4 million de dollars provient principalement des ministères et organismes fédéraux auprès desquels certains employés de l'APN ont été détachés par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique et n'est pas assujettie à la Loi sur l'emploi dans la Fonction publique, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle. Le plan en question est de plus en plus difficile à appliquer, les effectifs de l'Administration étant réduits à leur plus simple expression en attendant la reprise des travaux de construction du gazoduc, mais il vaut toujours.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.

L'Administration a aussi assisté, au nom de l'ONE, aux essais hydrostatiques de la conduite de dérivation construite à la station de compression 394 de Monchy (Saskatchewan). Aménagée avec l'approbation de l'ONE, cette conduite de dérivation doit permettre à la Foothills d'assurer la recirculation continue d'une

À la suite de l'achèvement des dessins et du programme d'essai, la Foothills a soumis à l'examen de l'APN la partie II de la requête qu'elle avait déposée auprès de l'Office national de l'énergie (ONE) en vue d'ouvrir la station de compression 391. L'Office a accédé à la requête après avoir reçu du fonctionnaire désigné de l'APN une recommandation à l'appui de celle-ci.

En avril 1983, le personnel de l'Administration a surveillé le programme obligatoire d'essai de la station de compression 391 de Richmond (Saskatchewan) dont l'achèvement avait été retardé par une grève déclenchée par les travailleurs des métiers de la construction. Au début d'avril, la société a soumis à l'Administration les nouveaux plans de la station qu'il lui restait à fournir pour se conformer à l'ordonnance technique de celle-ci.

La construction des embranchements préliminaires est est ouest du gazoduc était terminée à toutes fins pratiques au début de l'année financière, mais il restait à l'Administration un certain nombre de tâches à remplir à l'égard de ces projets.

## Travaux techniques

Les données provenant de l'installation d'essai continuent d'être cueillies automatiquement par des appareils électroniques de télé-enregistrement et au moyen des relevés périodiques effectués sur place par l'employé de la Foothills en poste à la station. Depuis avril 1982, la Foothills a présenté cinq rapports à l'Administration sur divers aspects des essais, y compris les températures du sol, les mesures et l'étendue prévue du dégel ainsi que le soulèvement et la stabilisation du pipeline. Les rapports en question renferment aussi des observations sur les tranchées et les opérations de remblayage visant aussi bien les tuyaux enfouis que les tuyaux installés à la surface sur des digues et des remblais de ciment.

Tous les plans d'exécution des segments préliminaires de la zone 6 (embranchement est, Alberta) et de la zone 8 (embranchement ouest, sud de la C.-B.) ont été examinés par le personnel de l'Administration et ont été approuvés.

L'équipe d'environnementalistes a procédé à l'inspection de toutes les parties des embranchements est et ouest en avril et octobre 1983, l'APN s'étant vu confier le mandat de vérifier l'état de l'emprise du pipeline dans l'année suivant la mise en service. C'est en décembre 1983 que l'équipe a remis son rapport final dans lequel elle fait part en détail de ses constatations. Le rapport remarque que dans l'ensemble, l'emprise est en excellente condition en Alberta comme en Saskatchewan, que la régénération de la végétation assure le contrôle de l'érosion et que l'habitat de la faune sera redevenu ce qu'il était d'ici un an ou deux. Les travaux d'inspection et d'entretien réguliers de la Foothills suffisent donc. Dans le sud de la Colombie-Britannique, l'équipe a aussi constaté que la régénération de végétation, dans l'ensemble, avait été un succès. Toutefois, dans les secteurs où l'emprise du gazoduc traverse des pentes très escarpées et où des murs de soutènement ont été dressés pour assurer un meilleur contrôle de l'érosion, il faudrait peut-être procéder à des travaux d'entretien à l'issue du ruissellement printanier pendant quelques années. L'inspection a révélé que les cours d'eau franchis par le gazoduc étaient en bon état et que la construction n'avait apporté aucun changement important au tableau du drainage. Dans certains cas, la Foothills a pris des mesures pour mettre fin à l'interférence causée par le mouvement des eaux souterraines.

## Surveillance de l'environnement

Pendant l'année, la Foothills a soumis à l'examen de l'Administration un certain nombre de rapports techniques ainsi que les révisions apportées à des documents et à des plans présentés ou approuvés antérieurement. Ceux-ci portent sur les études intéressant la liquéfaction et la stabilité des pentes, entreprises par la société à l'égard de différentes parties de la construction et des critères de conception formulés pour surmonter le problème d'affouillement en ce qui concerne les ouvrages de franchissement des cours d'eau au Yukon. Le personnel de l'Administration a étudié les documents qui ont été acceptés sous condition ou approuvés par le fonctionnaire désigné, selon le cas.

Tous les plans d'exécution des segments préliminaires de la zone 6 (embranchement est, Alberta) et de la zone 8 (embranchement ouest, sud de la C.-B.) ont été examinés par le personnel de l'Administration et ont été approuvés.

# Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord

## Activités de l'Administration

La diminution progressive des activités de l'Administration du pipe-line du Nord qui s'était amorcée au cours de l'exercice précédent s'est poursuivie tout au long de l'année 1983-1984 à la suite de l'achèvement des travaux de construction des embranchements est et ouest et du report de la deuxième étape de construction des tronçons nord qui se sont soldés par une réduction sensible des travaux de planification, de conception et de génie menés par la Foothills.

Au cours de la dernière année financière, comme il est expliqué plus en détail à la section qui suit, plusieurs employés de l'Administration ont été détachés en permanence ou pour un temps auprès d'autres ministères et organismes gouvernementaux. À la fin de l'année, l'effectif au service de l'APN équivalait à 15 années-personnes, alors qu'il en regroupait plus d'une centaine à son plus fort, soit au milieu de 1982. Comme il a déjà été indiqué, l'Administration a fermé son bureau de Vancouver le 31 mars 1984 et, quelques mois plus tard, celui de Whitehorse à l'instar de la Foothills.

Voici un aperçu de quelques-unes des activités les plus importantes auxquelles l'Administration s'est livrée au cours de l'année et des faits qui l'ont concernée.

## Octroi d'un droit de passage au Yukon à la Foothills

Parmi les principaux projets auxquels elle a été associée au cours de l'année, l'APN a prêté son concours à la préparation de tous les papiers nécessaires

## Station d'essais de Quill Creek

L'octroi du droit de passage visant l'emprise du gazoduc faisait suite à la décision de mars 1983 du ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord, l'honorable H. A. (Bud) Olson, d'approuver le tracé du segment de 830 km traversant le sud du Yukon après une étude de plusieurs années des nombreux facteurs géotechniques, environnementaux et socio-économiques entrant en ligne de compte. À la fin de décembre 1983, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien d'alors, l'honorable John Monro, annonçait que l'interdiction faite d'aménager un corridor de huit kilomètres à califourchon sur le tracé proposé pour le segment traversant le Yukon allait être levée à la fin de juin 1984. L'interdiction ne s'appliquera donc plus qu'à l'emprise du gazoduc visée par le droit de passage d'une largeur de 240 mètres.

L'octroi par le gouverneur en conseil d'un droit de passage à la Foothills visant l'emprise du gazoduc sur les terres de la Couronne au Yukon. Le droit de passage a été accordé et la proclamation connexe portant application des modifications à la Loi sur les titres de biens-fonds, inscrites dans la Loi de 1978 sur le pipe-line du Nord, publiée à la fin novembre et au début de décembre 1983.

L'une des grandes réalisations de la Foothills au Yukon a été l'aménagement en 1981 à Quill Creek, à quelque 25 km au nord-ouest de Burwash Landing, d'importantes installations pour la tenue d'essais visant divers aspects de la construction et de la conception du gazoduc dans le Nord. On y a étudié en particulier les effets du transport du gaz à des températures supérieures au point de congélation par des



soulèvement dû au gel, phénomène qui se produit lorsque le gaz transporté à des températures inférieures au point de congélation cause la formation de givre autour du tuyau dans les régions où le sol est dégelé et humide et qui peut se traduire par des tensions susceptibles d'entraîner un bris.

À la fin de mars 1984, l'Office of the Federal Inspector comptait 23 employés répartis entre l'administration centrale de Washington et ses bureaux régionaux d'Irvine (Californie) et de Fairbanks et Anchorage (Alaska).

Comme il est expliqué plus en détail à la section qui suit, les activités au Canada liées à la deuxième étape de construction du gazoduc ont été très réduites, l'incertitude régnant quant au moment où le projet pourra être relancé. Le promoteur canadien, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., a concentré le gros de ses efforts sur les résultats des expériences faites à sa station d'essais de Quill Creek (Yukon) sur l'affaissement dû au dégel et à certaines études relatives aux dimensions idéales du tuyau et à la tension dans le cas des tronçons nord du réseau. L'octroi par le gouvernement fédéral à la fin de 1983 du droit de passage pour l'emprise du gazoduc à travers tout le Yukon a surtout retenu l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord. Un certain nombre de ses employés ont été détachés en permanence ou pour un temps auprès d'autres ministères et organismes gouvernementaux, mais l'effectif à son service à la fin de l'année financière comptait une quinzaine d'employés alors qu'il en regroupait au plus fort plus d'une centaine, soit il y a deux ans. L'APN a fermé son bureau régional de Vancouver à la fin de l'année financière (et son bureau de Whitehorse deux mois plus tard).

relativement à l'emprise de la canalisation de 1320 km (820 milles) qu'il proposait d'aménager pour acheminer le gaz naturel de la baie Prudhoe au sud de l'Alaska où il serait liquéfié et transporté par navire-citerne GNL dans des pays d'Extrême-Orient.)

Au cours de l'année financière, les promoteurs du projet de gazoduc de la route de l'Alaska dans l'Etat de l'Alaska sont arrivés à la conclusion que le réseau pouvait être construit à un prix inférieur de beaucoup à ce qui avait été prévu. Cette situation tient, d'une part, au fléchissement important du taux d'inflation et à une baisse sensible des taux d'intérêts par rapport aux niveaux records atteints au début des années 80 et, d'autre part, à la décision annoncée en août 1983 d'adopter un nouveau système de conditionnement du gaz destiné au gazoduc de la tête de puits. La révision consécutive des plans de l'usine de conditionnement qui sert à éliminer des substances telles que l'humidité, le dioxyde de carbone et les liquides de gaz naturel (propane, butane, etc.), réduira le nombre d'unités composantes du tiers, ramènera de trois à deux ans, le délai de livraison de celles-ci et entraînera une baisse approximative d'un milliard de dollars des dépenses en capital qui se répercutera, à son tour, sur le coût du capital utilisé durant la construction. Le nouveau système fera aussi baisser les frais d'exploitation.

Outre les études qui ont abouti à la révision des plans de l'usine de conditionnement, le consortium en Alaska a poursuivi l'élaboration des critères de conception des ouvrages et des plans environnementaux devant être soumis à l'examen de l'Office of the Federal Inspector, pendant l'automne de l'Administration du pipe-line du Nord en quelque sorte. Ces travaux ont porté en grande partie sur les considérations techniques à prendre en compte pour atténuer les effets du





d'alimentation en gaz, prévues par les dispositions du U.S. Natural Gas Policy Act de 1978 au moment même où les conditions à l'échelle planétaire exerçaient des pressions à la baisse sur les prix pétroliers. L'administration Reagan faisait pression en faveur de la déréglementation de tous les prix du gaz naturel afin de laisser fixer ceux-ci par les forces du marché, mais certains intérêts au Congrès cherchaient à resserrer le contrôle sur les prix du gaz, et en particulier à empêcher la déréglementation de tous les prix sauf ceux de l'«ancien» gaz qui doit prendre effet selon la loi actuelle au début de 1985.

En février 1984, le secrétaire américain de l'Energie, M. Donald Hodel, a publié de nouvelles lignes directrices générales et des ordonnances de délégation régissant la réglementation du gaz naturel importé. Les lignes directrices en question portent, entre autres choses, qu'à l'avenir, pour déterminer si les nouvelles importations de gaz qu'il est proposé de faire servent l'intérêt public des Etats-Unis, on vérifiera essentiellement si l'entente entre l'acheteur et le vendeur «prévoit la vente de gaz à des volumes et à des prix (qui sont) adaptés à la demande sur le marché».

En vertu du U.S. Department of Energy Organization Act de 1977, le pouvoir de réglementer l'importation de gaz naturel a été transféré en grande partie de l'ancienne Federal Power Commission à un nouvel organisme connu sous le nom de Economic Regulatory Administration (ERA). Les importations de gaz par le gazoduc de la route de l'Alaska ont cependant été assujetties au contrôle de la Federal Energy Regulatory Commission nouvellement créée. Aux termes des ordonnances de délégation publiées en février, le secrétaire Hodel a transféré la responsabilité des importations par les embranchements est et ouest de la Commission à l'ERA.

Quelques mois avant le transfert de cette responsabilité, le ministre responsable de l'Administration du pipeline du Nord d'alors, le sénateur H.A. (Bud) Olson, avait réclamé la tenue de consultations avec l'administration américaine, comme l'y autorisait l'accord canado-américain de 1977, pour étudier les divers problèmes que représentait pour l'embranchement est le taux élevé d'amortissement du pipeline imposé aux Etats-Unis. Ce taux devait permettre d'amortir le système durant la courte période pour laquelle le débit avait été prévu par contrat et approuvé par les deux pays, mais il se traduisait par des frais de transport exceptionnellement élevés qui, à leur tour, aggravaient le problème de la baisse des exportations de gaz par le gazoduc, causé par les conditions du marché exposées plus haut.

Les autorités américaines se sont mises à ce moment-là à étudier différents moyens d'atténuer le problème soulevé par la délégation canadienne. La FERC a finalement approuvé sous condition une prolongation de quatre ans des importations de gaz naturel par le réseau préliminaire, vu que l'Office national de l'énergie du Canada avait déjà autorisé en janvier une prolongation semblable de la période prévue pour les exportations. Des dispositions ont été prises par la suite pour réduire le taux d'amortissement du tronçon américain de l'embranchement est et assurer une baisse correspondante des frais de transport.

Les consultations à ce sujet ont eu lieu à Washington en novembre 1983. Conformément aux instructions du sénateur Olson, la délégation canadienne était dirigée par le Directeur général de l'administration du pipeline du Nord, M. Mitchell Sharp, accompagné du président du conseil d'administration de l'Office national de l'énergie, M. C. Geoffrey Edge. La délégation américaine était, pour sa part, sous les ordres de l'administrateur de la Economic Regulatory Administration, M. Raymond Hanzlik.

(Au printemps de 1984, trois différentes propositions ont été présentées en vue du transport des nouvelles livraisons de gaz canadien, autorisées par l'Office national de l'énergie en janvier 1983, à destination du marché dans la région nord-est du Midwest américain, propositions qui prévoient toute l'utilisation de l'embranchement est pour l'acheminement de la totalité ou d'une partie des volumes excédentaires. L'augmentation consécutive du débit aurait pour effet d'abaisser les frais de transport unitaires qui sont élevés à l'heure actuelle et, par surcroît, d'augmenter la rentabilité du réseau.

(La TransCanada Pipelines a proposé de transporter quelque 24 millions de mètres cubes (655 millions de pieds cubes) de gaz par jour vers les marchés du nord-est par le prolongement de son propre réseau et de celui de sa filiale américaine, la Great Lakes Gas Transmission. Dans sa demande à l'Office national de l'énergie, elle propose d'acheminer quelque 11 millions de mètres cubes (385 millions de pieds cubes) par jour vers le marché du Midwest américain par l'embranchement est au lieu de transporter le gaz à Emerson (Manitoba) par la Great Lakes, comme il avait été proposé à l'origine. Deux groupes américains rivaux ont présenté des propositions visant l'utilisation des pré-sentes installations de l'embranchement est et le prolongement de leur propre réseau pour transporter le gaz vendu par contrat au marché du nord-est des Etats-Unis. Le premier est formé de la Northern Border Pipeline Co., propriétaire de l'embranchement est du



# Vue d'ensemble des Faits Saisants Relatifs au Gazoduc de la Route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis

d'hivers doux et la concurrence des autres sources d'énergie, en particulier l'huile résiduelle et l'électricité. Un excédent important quoique temporaire des approvisionnements en gaz des sources américaines était enregistré au même moment à la suite de la hausse des prix à la tête du puits.

L'année financière a été marquée par une forte relance de l'économie qui a entraîné une légère augmentation de la demande industrielle de gaz naturel, sans compter la hausse des besoins résidentiels attribuable à la rigueur de l'hiver, mais la demande totale est restée bien en-deçà du niveau atteint il y a quelques années.

Le prix de base du gaz destiné à l'exportation a été ramené en avril 1983 par le gouvernement canadien de 4,94 à 4,04 dollars (C.-U.) le million de Btu et certains volumes supplémentaires ont par la suite été livrés au prix incitatif de 3,40 \$ le million de Btu, mais le gaz canadien a continué à faire face à la concurrence qui se livrait au niveau des prix sur certains marchés américains. (En juillet 1984, le gouvernement a annoncé l'adoption d'une nouvelle politique permettant à l'acheteur et au vendeur, à compter du début de novembre, de négocier entre eux une entente sur les prix, sous réserve de l'examen de l'Office national de l'énergie et de l'approbation consécutive du gouvernement. Entre autres conditions, la nouvelle politique dispose que le prix à l'exportation doit être au moins égal au prix intérieur du gaz livré aux portes de Toronto aux mêmes conditions.)

Aux États-Unis, la compétitivité du gaz naturel vis-à-vis des autres sources d'énergie a souffert un bon moment des hausses de prix de nombreuses sources

La détérioration des conditions des marchés aux États-Unis a nui au projet du gazoduc de la route de l'Alaska en 1983-1984, comme l'an dernier.

Ont été touchées, d'une part, les livraisons des embranchements est et ouest du réseau dont la fonction initiale est d'acheminer les réserves excédentaires de gaz naturel vers la Californie et le Midwest américain et, d'autre part, la planification de la deuxième étape de construction du réseau devant permettre l'exploitation des immenses réserves de gaz de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska.

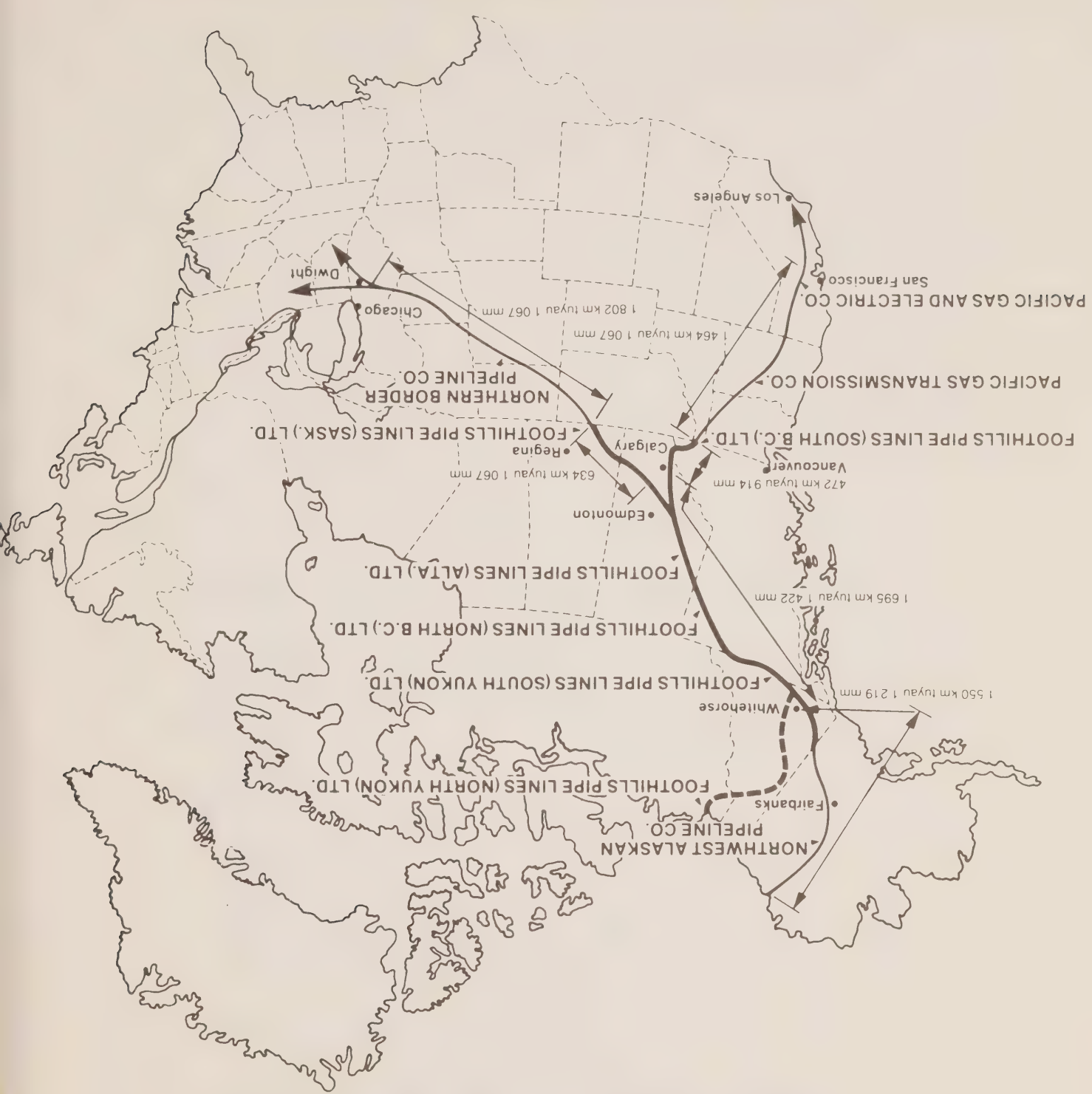
## Livraisons par les embranchements est et ouest

Les livraisons de gaz naturel canadien à la Californie et au Midwest américain par les embranchements est et ouest sont restées bien en-deçà des volumes autorisés de quelque 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz par jour et—à la suite d'une entente entre les parties contractantes et les organismes de réglementation—du volume minimum prévu par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis.

La diminution sensible des exportations par les tronçons préliminaires du gazoduc de la route de l'Alaska et de la plupart des autres ventes de gaz canadien aux États-Unis a traduit les fortes pressions dont la grande majorité des expéditeurs américains ont été l'objet à la suite d'une baisse marquée de la demande de gaz naturel attribuable à des facteurs tels que la récession économique, les mesures d'économie, une suite

# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

Voir les mesures unités impériales dans la description du projet



# Table des matières

Page	
1	<b>Vue d'Ensemble des Faits saillants relatifs au Gazoduc de la Route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis</b>
1	Livraisons par les embranchements est et ouest
3	Plan de la deuxième étape de construction
5	<b>Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord</b>
5	Activités de l'Administration
5	Octroi d'un droit de passage au Yukon à la Foothills
5	Station d'essais de Quill Creek
6	Travaux techniques
6	Surveillance de l'environnement
7	<b>Finances, personnel et langues officielles</b>
7	Finances et personnel
7	Plan des langues officielles
9	<b>A Rapport du Vérificateur général du Canada</b>
14	B Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord
16	C Description du projet
18	Première étape: construction des tronçons sud
19	D Administration du pipe-line du Nord—Cadres supérieurs et adresses des bureaux

## Appendices





Ottawa, Ontario,  
le 31 décembre 1984

Monsieur le Ministre,

Je vous soumetts ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1984, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

L'hon. Donald Mazankowski, c.p., député,  
Ministre des Transports et Ministre  
responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des Communes,  
Ottawa (Ontario)

© Ministère des Approvisionnements et Services Canada 1985

N° de cat. C 88-1/1984

ISBN 0-662-53442-5





# **RAPPORT ANNUEL**

## **1983-1984**



RAPPORT ANNUEL  
1983-1984

**ADMINISTRATION  
DU PIPE-LINE  
DU NORD**



CAI  
NP  
-A56

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1984-1985**

**Canada**





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

041  
12  
112

# **ANNUAL REPORT**

**1984-1985**



© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. C88-1/1985

ISBN 0-662-54183-9

Ottawa, Ontario,  
December 31, 1985.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1985, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Hon. Donald Mazankowski, P.C., M.P.,  
Minister of Transport and Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.





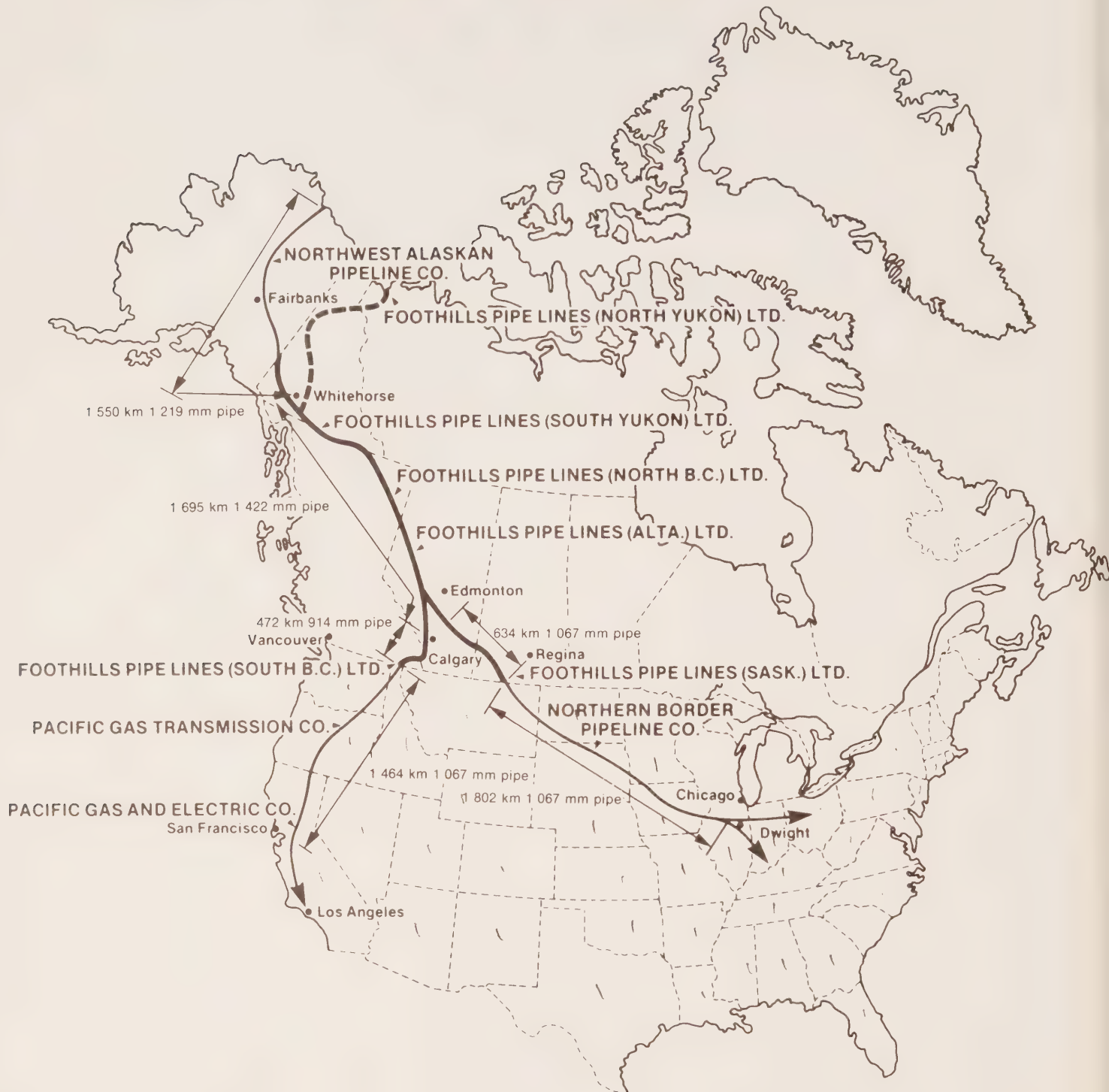
---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
Canadian and United States Regulatory Activities .....	3
The Northern Pipeline Agency .....	3
Office of the Federal Inspector .....	4
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>5</b>
Finance and Personnel .....	5
Official Languages Plan .....	5
<b>Appendices</b>	
A Report of the Auditor General of Canada .....	7
B The Role of the Northern Pipeline Agency .....	11
C Project Description .....	13
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections .....	14

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



See Project Description for imperial measurements

---

# Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

Plans for second-stage construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in Canada and the United States essentially were put on hold during the fiscal year 1984-85 as a result of the continuing dislocation of U.S. gas markets.

Despite the substantial recovery of the U.S. economy, total gas consumption remained well below the peak reached in the 1970s and there was a significant surplus of domestic gas supplies. The downward pressure on prices resulting from this imbalance in demand and supply was reinforced by legislative and regulatory moves aimed at making the entire natural gas industry from producers to distributors more responsive to the forces in the marketplace.

These developments included new guidelines issued by the U.S. Secretary of Energy in February, 1984, requiring that volumes and prices of gas imports be governed by competitive conditions, and the provisions of the 1978 U.S. Natural Gas Policy Act abolishing all remaining price controls except those on so-called 'old gas' (gas discovered before 1978) as of January, 1985. In addition, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in December, 1984, launched an extensive series of public hearings as a forerunner to proposals it intended to put forward as a further means of stimulating open competition throughout the gas industry. (In late May, 1985, the FERC issued a Notice of Proposed Rulemaking that involved a long and complex set of proposed new regulatory provisions aimed at achieving its objectives with respect to competition; in October, 1985, the Commission issued an extensive new set of regulations designed to implement the bulk of its proposals.)

As a consequence of the unsettled conditions prevailing in the gas market in the lower 48 states, plans for proceeding with second-stage development of the Alaska Highway Pipeline in order to make additional gas available from the substantial U.S.

reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska continued to be held in abeyance. At the same time, however, the principal sponsors of the project in both the United States and Canada remained confident that changing market conditions would make possible the successful conclusion of the undertaking in the foreseeable future.

In a press release issued in December, 1984, The Williams Companies, which controls the U.S. pipeline that is playing the leading role in promoting the Alaskan segment of the system, reiterated its "strong support" for the project. "Planning is continuing and the essential technical work required before final project mobilization is being completed. Industry experts agree that production capacity from the lower 48 states' gas reserves has entered a period of serious decline . . . Williams believes that Alaskan gas will be needed in the lower 48 states by the 1990s . . ." The continuing support for the project by the Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., was reflected in its application for membership in the consortium created to carry out the planning and construction of the undertaking in Alaska.

The annual report for FY 1983-84 noted that the deterioration in the U.S. gas market had not only caused a setback to planning for second-stage construction of the pipeline, but had also adversely affected the pre-built Eastern and Western Legs that had been undertaken as part of the first stage of the project for the initial purpose of exporting surplus Canadian gas to markets in the mid-west and western U.S. states. As in the case of many other pipeline systems, exports of natural gas had fallen substantially below authorized volumes as a result of falling demand and increased competition from U.S. suppliers—particularly with the development of a growing spot market for gas south of the border. Following a series of reductions in the uniform export price of gas by the Canadian government in response to these changing



competitive conditions, the government in July, 1984, announced a new policy under which buyers and sellers had the option of negotiating individual pricing arrangements, effective as of the beginning of November, subject to the consideration of the National Energy Board and, ultimately, to government approval. (While initially it was stipulated that negotiated export prices could not be less than the domestic price for gas delivered at the Toronto city gate, the Canadian government adopted a revised policy in October, 1985, under which it was required only that the export

price should not be less than the Canadian domestic price for gas at the nearest export point.)

As a result of the progressive changes in pricing policy to increase the competitiveness of Canadian supplies, exports of gas through the Western Leg rose from 41 per cent of contract in the November to October gas year of 1983-84 to an estimated 100 per cent for 1984-85, while on the Eastern Leg exports rose during the same period from 36 to 46 per cent of contracted volumes.

---

# Canadian and United States Regulatory Activities

---

During the course of the fiscal year, the regulatory agencies on both sides of the border mainly responsible for overseeing the planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in their respective countries—the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States—continued to scale down their staffs and the extent of their operations. This development primarily reflected the fact that plans for second-stage construction of the northern portion of the project had basically been put on hold by the U.S. and Canadian sponsors. Following is an outline of some of the major developments involving the two agencies during the year.

---

## The Northern Pipeline Agency

---

Continuing the move to phase down the Northern Pipeline Agency to stand-by status, the main administrative office at Calgary formally ceased to operate as of March 31, 1985—the end of the fiscal year covered by this report. This followed the earlier closing down in March 31, 1984, of the Agency's Vancouver office and of the subsequent closing in July of the office in Whitehorse as a consequence of the decision by the Canadian sponsor to close down its own office in the Yukon capital.

(The Agency's administrative headquarters in Calgary effectively ceased operations only in late June, 1985. During the intervening period following its official closing on March 31, a small number of remaining staff members were engaged in completing the financial and other records for the FY 1984-85 required for consideration by the Auditor General and for other purposes. In addition, preparations were made to transfer outstanding files relating to the pre-built

Eastern and Western Legs of the pipeline to the National Energy Board, which assumed further responsibility for overseeing their operations in keeping with the provisions of the Northern Pipeline Act of 1978. All files relating to the second-stage of the project in Canada were transferred to the head office of the NPA in Ottawa.)

While a number of Agency personnel had earlier been seconded to several other government departments and agencies on a temporary basis in order to ensure their availability if second-stage construction of the project should proceed early in the second half of the 1980s as once anticipated, by the end of the fiscal year most of these arrangements had been terminated and the remaining staff engaged in NPA operations reduced to around half a dozen. (By the fall of the following fiscal year, the remaining staff of the Agency, which was based entirely in Ottawa, was reduced to three; of that number, the Commissioner and the Comptroller served on a part-time basis.) In October, 1984, Harold Millican, who had served since the creation of the Agency in the spring of 1978 as the Administrator in charge of the direction of the Calgary office, resigned his position. William Scotland, an Associate Vice-Chairman of the National Energy Board who had also served both as a Deputy Administrator and as the Agency's Designated Officer—a position established under the NPA's implementing legislation—stepped down from these latter offices at the end of the 1984-85 fiscal year and returned to the Board on a full-time basis. During the present hiatus, it is anticipated that the position of Designated Officer would be filled only on a temporary basis if it should become necessary to exercise the powers conferred on the holder of that position. Barry Yates, also a Deputy Administrator with the NPA based in Calgary, remained on secondment to another federal agency beyond the end of the fiscal year covered by this report.

With the unanimous agreement of its members, the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council provided for under the terms of the Northern Pipeline Act undertook to meet only when requested to do so by any Council representative. Membership in the Yukon and Northern British Columbia Advisory Councils was allowed to lapse for the time being in view of the dormant state of the second-stage of the project.

---

### **Office of the Federal Inspector**

---

The Office of the Federal Inspector (OFI) maintained a significant level of activity during the course of the fiscal year in processing submissions by the Alaskan consortium of pipeline companies and gas owners aimed at completing most of the design criteria governing construction of the proposed gas conditioning plant and the pipeline in Alaska. These submissions completed a two-year effort to cover some 30 different aspects required as part of the Pipeline Design Criteria Manual. Of particular importance was the completion and approval of the design criteria developed to deal with one of the most critical technical problems confronting the project—the risk of pressures that could cause the rupture of the pipeline as a result of

frost heave in areas of moisture-laden permafrost. Previously the OFI had approved design criteria involving telecommunications, compressors and metering stations, the operations control centre and some 70 per cent of the gas conditioning plant to be built at Prudhoe Bay.

By the end of the 1984-85 fiscal year, the Office of the Federal Inspector had a full-time staff of some 10 people. The Federal Inspector, John T. Rhett, indicated his intention of further reducing significantly the remaining staff of the agency during the course of the following year. (Subsequently, a proposal submitted by Mr. Rhett for the transfer of the OFI to the Department of Energy for administrative purposes and the continued exercise of the responsibilities of the Federal Inspector on a part-time basis by the incumbent was approved by the Administration.)

During the course of the year, three U.S. pipeline companies withdrew from the Alaskan Northwest Consortium sponsoring the project in Alaska. The remaining membership numbered eight—five pipeline companies and three owners of the gas at Prudhoe Bay. As noted earlier, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., sponsor of the project in Canada, applied for membership in the Alaskan Consortium—an application that was still under consideration by year's end.



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament, together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1985, is reproduced as Appendix A.

Estimates for 1984-85 provided \$3.8 million and 30 person-years for the operation of the Agency. The full amount of funds and person-years were utilized in carrying out the services of the Northern Pipeline Agency. Included in expenditures were employment termination costs of \$620,000 incurred as a result of the further reduction in staff that was undertaken because of the continuing reduction in the activities of the Agency due to the completion of construction of the first stage of the Alaska Highway Gas Pipeline Project and continuing delays in the scheduled commencement of the second stage of the northern segments.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling \$3.4 million were made. Of this total, \$2.3 million was recovered from Foothills in keeping with the provisions

of the *Northern Pipeline Act*, which represented the unrecovered balance from the previous fiscal year and part of the 1984-85 expenditures by the Agency. The additional recovery of \$1.1 million comprises mainly recoveries from various other departments and agencies of the federal government to which certain NPA employees had been seconded as part of the phasing down of Agency activities. All recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the Official Languages Act.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year. It is becoming progressively more difficult to comply with the Plan as the staff of the Agency is reduced to a stand-by status pending resumption of planning and construction of the pipeline. However, to the extent possible, the Plan has remained in effect.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

The Honourable Don Mazankowski, P.C., M.P.,  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1985. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1985 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D.L. Meyers'.

D.L. Meyers, F.C.A.  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
September 16, 1985



# NORTHERN PIPELINE AGENCY

## Statement of Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1985

	<u>1985</u>	<u>1984</u>
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	\$3,082,353	\$4,119,417
Rentals	448,312	727,907
Professional and special services	136,971	231,508
Travel and communication	97,141	251,987
Materiel and supplies	8,653	29,696
Information	8,000	21,237
Other	5,148	24,471
Furniture and equipment	—	8,160
	<u>3,786,578</u>	<u>5,414,383</u>
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 4)	2,350,612	4,300,422
Secondment of Agency staff	918,360	1,354,690
Other recoveries	89,186	27,097
Easement fees	27,594	27,594
	<u>3,385,752</u>	<u>5,709,803</u>
Excess of expenditure out of (receipts deposited to) the Consolidated Revenue Fund over receipts deposited to (expenditure out of) the Consolidated Revenue Fund	<u>\$ 400,826</u>	<u>\$ (295,420)</u>

Approved by:



Commissioner



Chief Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### **Notes to Statement of Expenditure and Receipts** **March 31, 1985**

---

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### 3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	<u>1985</u>	<u>1984</u>
Parliamentary appropriations		
Economic Development		
Vote 5—Program expenditures	\$3,488,000	\$5,150,400
Statutory—Contributions to employee benefit plans	301,000	426,000
	<hr/>	<hr/>
	3,789,000	5,576,400
Amount not required	2,422	162,017
	<hr/>	<hr/>
	\$3,786,578	\$5,414,383
	<hr/>	<hr/>

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	<u>1985</u>	<u>1984</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$3,786,578	\$5,414,383
Adjustment in respect of employee benefits	(154,000)	—
Secondment of Agency staff	(918,360)	(1,354,690)
Other recoveries	(89,186)	(27,097)
	<hr/> 2,625,032	<hr/> 4,032,596
Costs to be recovered in the following year	(462,241)	(187,821)
Prior year costs recovered in the current year	187,821	455,647
	<hr/> \$2,350,612	<hr/> \$4,300,422

The Agency's share of employee benefits paid to the government for the last two years has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1985 have been adjusted accordingly. The 1984 figure for other recoveries has been restated to remove the \$27,594 of easement fees which does not affect costs recoverable.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1985 are estimated at \$304,000 (1984 — \$228,000).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. For terminations scheduled after March 31, 1985 a total of \$51,775 has been prepaid. Based on remaining projected terminations unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1985 are estimated at \$195,000 (1984 — \$1,075,000).

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back and all parties were to scale down their activities.

The Agency has been able to reduce staff costs through secondments to other departments and by terminations and in June 1985 the Agency closed their Calgary office.

#### 7. Comparative figures

For comparative purposes, some 1984 figures have been restated to conform with the 1985 presentation.



---

## The Role of the Northern Pipeline Agency

---

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted

several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the

Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office was located in Calgary and until it was closed during 1985 functioned under the direction of the Administrator appointed by Order in Council, who initially was also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the

National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline.

---

**Ottawa—Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

Centennial Towers (Station 210)  
200 Kent Street,  
Ottawa, Ontario,  
K1A 0E6

---

## Project Description

---

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, an Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies—Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company—have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.<sup>1</sup> An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

---

<sup>1</sup> The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.



The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.<sup>2</sup>

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.<sup>3</sup>

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, excluding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be \$10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of \$4.3 billion for the Canadian segments and \$6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately \$38.7 billion to \$47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the \$2.4 to \$2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for

<sup>2</sup> Yukon	233 mi. of 48 in.	Saskatchewan	160 mi. of 42 in.
	275 mi. of 56 in.		
B.C. (North)	444 mi. of 56 in.	B.C. (South)	106 mi. of 36 in.
Alberta	334 mi. of 56 in.		
	234 mi. of 42 in.		
	187 mi. of 36 in.		

<sup>3</sup> The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised-in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately \$17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately \$19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimate with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the further extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

---

### First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections

---

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

The first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately \$1.4 billion (U.S.) for the American section and \$928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further

extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, is comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. Gas began to flow through the system on September 1, 1982.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), situé sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux quelques 565 km (361 mi) de raccords des gazoducs de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongés de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1<sup>er</sup> octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'étend sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'achever sur deux ans. Le réseau est cependant entré en service le 1<sup>er</sup> septembre 1982.

canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 millions de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.



canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillian, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux Etats-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 à 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée à la fin de 1986.

Aux mêmes audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué à 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient achevés en 1987.

À la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux Etats-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page vi.

## Première étape: Construction des tronçons sud

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux Etats-Unis depuis leur point de jonction avec la

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes<sup>2</sup>:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre
Colombie- Britannique (nord)	443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Alberta	715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie- Britannique (sud)	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Saskatchewan	377 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
	301 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
	914 mm de diamètre
	258 km de longueur et 914 mm de diamètre
	1 067 mm de diamètre
	171 km de longueur et 914 mm de diamètre

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 Etats du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre<sup>3</sup>.

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz

<sup>2</sup> Yukon	233 mi de longueur et 48 po de diamètre
	275 mi de longueur et 56 po de diamètre
Colombie- Britannique (nord)	444 mi de longueur et 56 po de diamètre
Alberta	334 mi de longueur et 56 po de diamètre
	234 mi de longueur et 42 po de diamètre
	187 mi de longueur et 36 po de diamètre
Saskatchewan	160 mi de longueur et 42 po de diamètre
Colombie- Britannique (sud)	106 mi de longueur et 36 po de diamètre

<sup>3</sup> En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longeur et 48 po de diamètre. Dans les 48 Etats du sud, la longueur de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre.

## Description du projet

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.  
Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.  
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49<sup>e</sup> parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada Pipelines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction préliminaire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 720 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49<sup>e</sup> parallèle<sup>1</sup>. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

<sup>1</sup> Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49<sup>e</sup> parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.

l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués le 27 juillet 1978. Suite à une nouvelle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska.

---

**Ottawa—Siège social**  
L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Les Tours Centennial (poste 210)  
200, rue Kent  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0E6



# Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartiennent aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres paliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Jusqu'au moment de sa fermeture en 1985, le principal bureau administratif se trouvait à Calgary et était administré par un directeur nommé par décret, qui, au début, s'occupait aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions négatives qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des Autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.



#### 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, le responsable américain du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant plusieurs employés auprès d'autres ministères et en ayant recours à des cessations d'emplois et en juin 1985 l'Administration a fermé leur bureau de Calgary.

#### 7. Reclassification des chiffres de l'exercice précédent

Certains chiffres de 1984, présentés pour fins de comparaison, ont été reclassifiés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice 1985.



4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1985	1984
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	\$3,786,578	\$5,414,383
Rajustement au titre des prestations aux employés	(154,000)	—
Détachement d'employés de l'Administration	(918,360)	(1,354,690)
Autres recouvrements	(89,186)	(27,097)
	2,625,032	4,032,596
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(462,241)	(187,821)
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	187,821	455,647
	\$2,350,612	\$4,300,422

La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement pour les deux exercices précédents représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice terminé le 31 mars 1985 ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait. Le chiffre de l'exercice 1984 concernant les autres recouvrements a été redressé afin d'y retrancher des droits de servitude de \$27,594 qui n'ont pas d'incidence sur les frais recouvrables.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13 % du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1985 sont évalués à \$304,000 (1984 — \$228,000).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. Pour les cessations prévues après le 31 mars 1985 un total de \$51,775 était payé d'avance. D'après le reste du nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de relocation, au 31 mars 1985 sont évalués à \$195,000 (1984 — \$1,075,000).

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

## Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1985

### 1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide des crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

#### Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

### 3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1985	1984
Crédits parlementaires		
Développement économique		
Crédit 5—Dépenses du programme	\$3,488,000	\$5,150,400
Statutaire—Contributions aux régimes	301,000	426,000
d'avantages sociaux des employés	3,789,000	5,576,400
Montant non requis	2,422	162,017
	\$3,786,578	\$5,414,383

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des rentrées  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1985

	1985	1984
Dépenses (note 3)		

Traitements et prestations aux employés	\$3,082,353	\$4,119,417
Locations	448,312	727,907
Services professionnels et spéciaux	136,971	231,508
Transports et communications	97,141	251,987
Fournitures et approvisionnements	8,653	29,696
Information	8,000	21,237
Autres	5,148	24,471
Mobilier et matériel	—	8,160

Rentrées	3,786,578	5,414,383
----------	-----------	-----------

Frais recouverts auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	2,350,612	4,300,422
Détachement d'employés de l'Administration	918,360	1,354,690
Autres recouvrements	89,186	27,097
Droits de servitude	27,594	27,594

Excédent des dépenses (rentrées) au Fonds du revenu consolidé sur les rentrées (dépendes) à même le Fonds du revenu consolidé	3,385,752	5,709,803
	\$ 400,826	\$ (295,420)

Approuvé par:

Le directeur général,

*Christie Corp*

L'agent financier supérieur,

*John J. Shook*





VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable Don Mazankowski, C.P., député  
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1985. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1985 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le vérificateur général du Canada

D.L. Meyers, F.C.A.  
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 16 septembre 1985



# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe A le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1985.

Le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 3,8 millions de dollars et le nombre d'années-personnes autorisées était de 30 années-personnes pour 1984-1985. La totalité des fonds et des années-personnes ont été utilisées au titre de la prestation des services de l'Administration du pipe-line du Nord. Les dépenses comprennent les indemnités de fin d'emploi totalisant 620 000 \$ versées par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration, entraînée par l'achèvement de la première étape du projet du gazoduc de la route de l'Alaska et du nouveau report de la deuxième étape de construction des tronçons nord.

L'article 29 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 3,4 millions de dollars. De ce montant, 2,3 millions ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord,

cette somme représentant le solde non recouvré de l'année financière précédente et une partie des dépenses de l'Administration en 1984-1985. La somme additionnelle de 1,1 million de dollars provient principalement des ministères et organismes fédéraux auprès desquels certains employés de l'APN ont été détachés par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique et n'est pas assujettie à la Loi sur l'emploi dans la Fonction publique, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle. Le plan en question est de plus en plus difficile à appliquer, les effets de l'Administration étant réduits à leur plus simple expression en attendant la reprise des travaux de planification et de construction du gazoduc, mais il vaut toujours.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.



On a laissé expirer le mandat des membres des conseils consultatifs du Yukon et du nord de la Colombie-Britannique devant la mise en veilleuse de la deuxième étape du projet.

---

### Office of the Federal Inspector

---

L'Office of the Federal Inspector (OFI) a été passablement pris au cours de l'année financière par le traitement des demandes du consortium alaskain formé d'entreprises de construction de pipe-lines et des propriétaires des réserves de gaz, destinées à étoffer la plupart des critères de conception régissant la construction de l'usine de conditionnement de gaz proposée et du gazoduc en Alaska. Ces demandes couronnaient deux ans d'efforts visant à couvrir une trentaine d'aspects différents prévus dans le manuel des critères de conception du gazoduc. À noter particulièrement à cet égard la mise au point et l'approbation des critères de conception arrêtés pour résoudre l'un des problèmes techniques les plus sérieux auxquels ont à faire face les responsables du projet, à savoir le risque que le soulèvement par le gel dans les zones de pergélisol humide ne se traduise par des tensions susceptibles d'entraîner un bris. L'OFI avait déjà approuvé les critères de conception visant

les télécommunications, comptage, le centre de contrôle des opérations ainsi que 70 % des installations de l'usine du conditionnement du gaz à être construite à la baie Prudhoe.

À la fin de l'année financière 1984-1985, l'effectif de l'Office of the Federal Inspector regroupait une dizaine d'employés à plein temps. Le Federal Inspector, M. John T. Rhett, a fait part de son intention de pratiquer de nouvelles coupes sombres dans l'effectif de l'organisme au cours de la prochaine année. (L'Administration a approuvé depuis une proposition présentée par M. Rhett en vue de céder la responsabilité de l'OFI au département de l'Énergie pour des raisons administratives et de permettre au titulaire du poste de Federal Inspector de continuer à exercer ses fonctions à temps partiel).

Au cours de l'année, trois entreprises de construction de pipe-lines américaines se sont retirées du projet en Alaska lequel ne compte plus que huit membres, soit cinq sociétés de construction de pipe-lines et trois propriétaires des réserves de gaz de la baie Prudhoe. Comme il a été indiqué plus tôt, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., société promotrice du projet au Canada, a présenté une demande d'adhésion au Alaskan Consortium, demande qui était toujours à l'étude à la fin de l'année.

# Activités de Réglementation Canadiennes et Américaines

dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord de 1978. Tous les dossiers afférents à la deuxième étape d'exécution du projet au Canada ont été remis à l'administration centrale de l'APN, située à Ottawa).

Quelques employés de l'Administration avaient été détachés pour un temps auprès de plusieurs autres ministères et organismes gouvernementaux pour qu'ils soient prêts à reprendre leur service sur demande en cas d'exécution de la deuxième étape du projet au début de la seconde moitié des années 80 comme prévu, mais au terme de l'année financière, il avait été mis fin à la plupart des arrangements pris à cette fin et l'effectif au service de l'APN ne regroupait plus qu'une demi-douzaine d'employés. (À l'automne de l'année financière suivante, l'effectif de l'APN ne comptait plus que trois employés, tous en poste à Ottawa; de ce nombre, le directeur général et le contrôleur n'étaient qu'à temps partiel). En octobre 1984, Harold Milligan qui faisait fonction d'administrateur responsable de la direction du bureau de Calgary depuis la création de l'Administration au printemps de 1978, démissionnait de son poste. William Scotland, vice-président associé de l'Office national de l'Energie, s'est démis de ses fonctions de directeur général adjoint et de fonctionnaire désigné de l'Administration (poste créé en vertu de la loi constituant l'APN) à la fin de l'année financière 1984-1985 pour retourner à l'Office à plein temps. Le poste de fonctionnaire désigné devrait être comblé temporairement s'il est besoin d'exercer les pouvoirs conférés au titulaire de ce poste. Barry Yates, autre directeur adjoint de l'APN qui était affecté au bureau de Calgary, était toujours détaché auprès d'un autre organisme fédéral à la fin de l'année financière visée par le présent rapport.

Avec l'accord unanime de ses membres, le Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial prévu par la Loi sur le pipe-line du Nord a décidé de ne se réunir que lorsqu'un représentant au Conseil en fait la demande.

Au cours de l'année financière, les organismes de réglementation chargés de surveiller les travaux de planification et de construction du gazoduc de la route de l'Alaska des deux côtés de la frontière, soit l'Administration du pipe-line du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux Etats-Unis, ont continué à réduire leurs effectifs et leurs activités. Ce phénomène a tenu avant tout au fait que la planification de la deuxième étape de construction du tronçon nord du projet a, à toutes fins pratiques, été mise en veilleuse par les promoteurs américains et canadiens. Voici un aperçu de quelques-uns des principaux faits qui ont touché les deux organismes au cours de l'année.

## L'Administration du pipe-line du Nord

Dans la foulée de la décision de mettre progressive-ment les employés de l'Administration du pipe-line du Nord en disponibilité, le principal bureau administratif situé à Calgary a cessé officiellement ses activités le 31 mars 1985, soit à la fin de l'année financière visée par le présent rapport. Déjà, l'Administration avait fermé le bureau de Vancouver le 31 mars 1984, puis celui de Whitehorse en juillet à la suite de la décision du promoteur canadien de fermer le sien dans la capitale du Yukon.

(À la vérité, le bureau administratif de l'Administration, situé à Calgary n'a cessé toute activité qu'à la fin de juin 1985. Les quelques employés qui restaient ont en effet mis la dernière main aux dossiers, entre autres financiers, visant l'AF 1984-1985 à soumettre à l'examen du Vérificateur général et requis à d'autres fins. De plus, on a pris des dispositions pour transférer les dossiers non réglés se rapportant aux embranchements préliminaires est et ouest du gazoduc à l'Office national de l'énergie qui a en outre été chargé de surveiller si leur exploitation ne contrevient pas aux

de gaz naturel sont tombées bien en-deçà des volumes autorisés à la suite de la diminution de la demande et de la concurrence accrue livrée par les fournisseurs américains, particulièrement avec l'expansion croissante du marché au comptant au sud de la frontière. Consécutivement à la série de réductions du prix uniforme à l'exportation du gaz qu'il avait imposée devant l'évolution de la situation sur le plan de la concurrence, le gouvernement canadien annonçait, en juillet 1984, l'adoption d'une nouvelle politique permettant tant à l'acheteur et au vendeur, à compter du début de novembre, de négocier entre eux une entente sur les prix, sous réserve de l'examen de l'Office national de l'énergie et de l'approbation consécutive du gouvernement. (La politique en question disposait au départ que le prix à l'exportation devait être au moins égal au prix intérieur du gaz livré aux portes de Toronto, mais le gouvernement a adopté, en octobre 1985, une nouvelle politique en vertu de laquelle le prix à l'exportation doit correspondre au moins au prix intérieur canadien du gaz exigé au point d'exportation le plus proche).

À la suite des changements apportés petit à petit à la politique de prix pour accroître la compétitivité des approvisionnements canadiens, les exportations de gaz livrées par les embranchements est et ouest sont passées de 36 à 46 % et de 41 à 100 % du débit prévu par les contrats, respectivement, durant l'année s'étendant de novembre 1983 à octobre 1984.



# Vue d'ensemble des Faits Saisants Relatifs au Gazoduc de la Route de l'Alaska

En raison de l'instabilité des conditions du marché du gaz dans les 48 états du sud, les plans d'exécution de la deuxième étape du projet de construction du gazoduc de la route de l'Alaska devant donner accès aux importantes réserves américaines de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska sont restés en suspens. En même temps, toutefois, les principaux promoteurs du projet tant aux Etats-Unis qu'au Canada restaient confiants que l'évolution des conditions du marché allait permettre l'achèvement de l'ouvrage dans l'avenir prévisible.

Dans un communiqué publié en décembre 1984, la The Williams Companies, qui contrôle l'entreprise américaine de construction de pipe-lines assumant le rôle prépondérant dans la promotion du tronçon alaskain du réseau, a réitéré son «ferme appui» au projet. «La planification se poursuit et les travaux techniques préalables au démarrage définitif du projet sont en voie d'achèvement. Les spécialistes de l'industrie s'accordent à reconnaître que la capacité de production à même les réserves de gaz des 48 états du sud a beaucoup fléchi... Williams croit que les 48 états du sud auront besoin du gaz alaskain d'ici les années 90...» Le promoteur canadien, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., appuie toujours le projet, comme en fait foi sa demande d'adhésion au consortium créé pour mener à bonne fin les travaux de planification et de construction de l'ouvrage en Alaska.

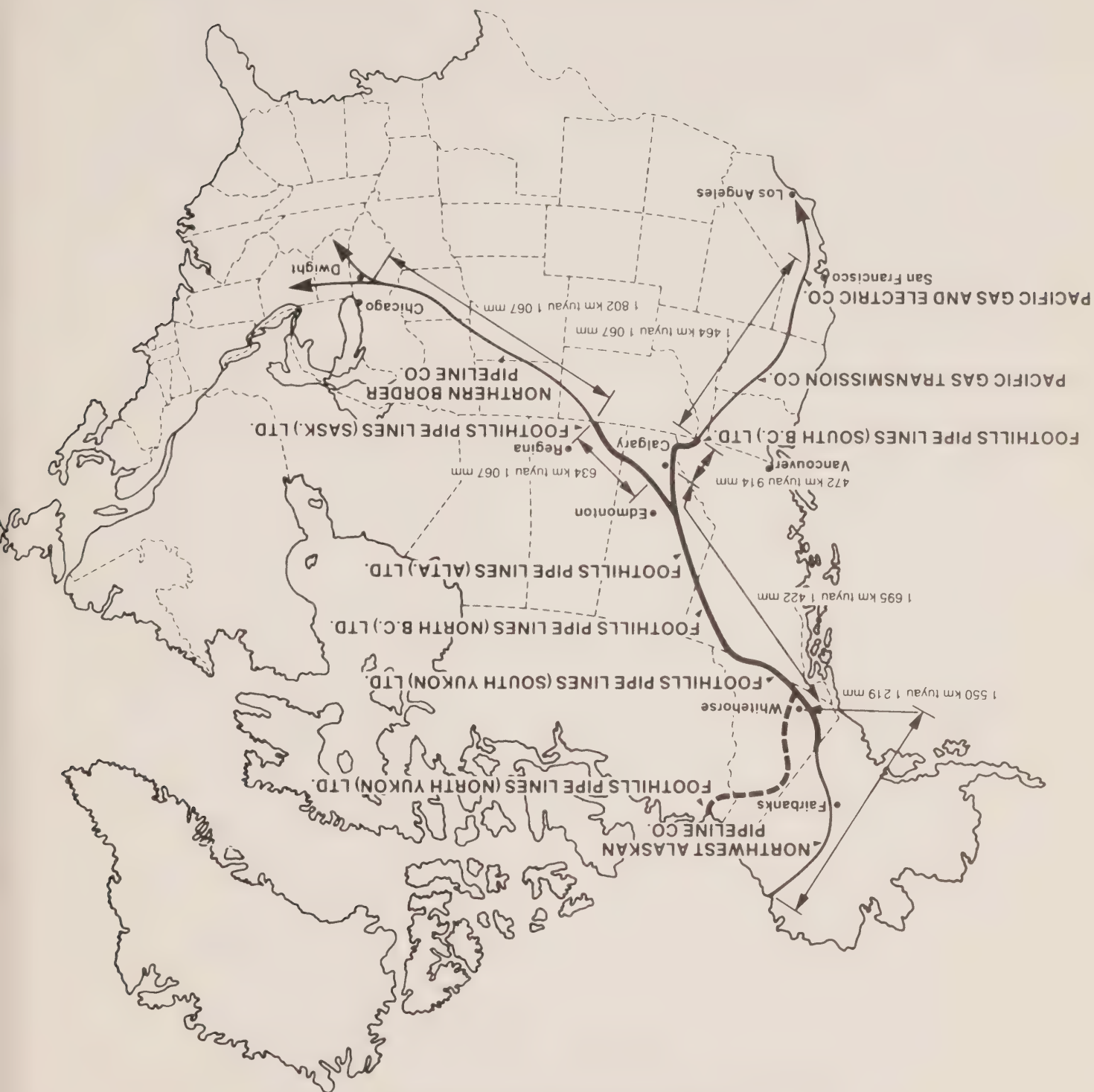
Le rapport annuel visant l'AF 1983-1984 mentionne que la détérioration des conditions du marché du gaz aux Etats-Unis a non seulement retardé la planification des travaux d'exécution de la deuxième étape de la construction du gazoduc, mais a aussi touché les embranchements préliminaires est et ouest aménagés dans le cadre de la première étape du projet et dont la fonction initiale était d'acheminer les réserves excédentaires de gaz canadien vers les marchés des états américains du Midwest et de l'Ouest. Comme dans le cas de beaucoup d'autres gazoducs, les exportations

Les travaux de planification de la deuxième étape de construction des tronçons nord du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada et aux Etats-Unis ont, à toutes fins pratiques, été mis en veilleuse au cours de l'année financière 1984-1985 devant l'effritement continu des marchés du gaz aux Etats-Unis.

Malgré la forte relance de l'économie américaine, la consommation totale de gaz est restée bien en-deçà du sommet atteint au cours des années 70, outre qu'on a enregistré un important excédent des approvisionnements intérieurs en gaz. Les pressions à la baisse sur les prix découlant de ce déséquilibre entre l'offre et de la demande ont été renforcées par des interventions législatives et réglementaires dont l'objet était de rendre l'industrie tout entière du gaz naturel, depuis le producteur jusqu'au distributeur, plus sensible aux forces en présence sur le marché.

Parmi ces interventions, mentionnons les nouvelles lignes directrices publiées en février 1984 par le secrétaire américain de l'Energie portant que les volumes et prix des importations de gaz soient déterminés par le libre jeu de la concurrence, et les dispositions du U.S. Natural Gas Policy Act de 1978 abolissant le reste des mécanismes de contrôle des prix sauf ceux de l'«ancien gaz» (gaz découvert avant 1978) à compter de janvier 1985. De plus, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) lançait en décembre 1984 une importante série d'audiences publiques devant trayer la voie aux propositions qu'elle comptait mettre de l'avant comme autre moyen d'aviver la concurrence dans tous les secteurs de l'industrie du gaz. (La FERC a publié, à la fin de mai 1985, un Notice of Proposed Rulemaking dans laquelle elle proposait une série à la fois longue et complexe de nouvelles dispositions régulatrices destinées à l'accomplissement de ses objectifs vis-à-vis la concurrence; en octobre 1985, elle a publié toute une nouvelle série de règlements visant à donner suite à l'essentiel de ses propositions).

# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



Voir les mesures unités impériales dans la description du projet

# Table des matières

Page	
	<b>Vue d'ensemble des faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska</b> ..... 1
3	Activités de réglementation canadiennes et américaines..... 3
3	L'Administration du pipe-line du Nord..... 3
4	Office of the Federal Inspector..... 4
5	<b>Finance, personnel et langues officielles</b> ..... 5
5	Finances et personnel..... 5
5	Plan des langues officielles..... 5
7	<b>Appendices</b>
7	A Rapport du Vérificateur général du Canada..... 7
13	B Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord..... 13
15	C Description du projet..... 15
16	Première étape: construction des tronçons sud..... 16





Ottawa, Ontario,  
le 31 décembre 1985

Monsieur le Ministre,

Je vous soumetts ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1985, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,

*Mitchell Sharp*

Mitchell Sharp

L'hon. Donald Mazankowski, c.p., député,  
Ministre des Transports et Ministre  
responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des Communes,  
Ottawa (Ontario)

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

N° de cat. C88-1/1985.

ISBN 0-662-54183-9





# RAPPORT ANNUEL

1984-1985



**RAPPORT ANNUEL**  
**1984-1985**

**ADMINISTRATION**  
**DU PIPE-LINE**  
**DU NORD**



CAI  
NP  
-A56

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

**ANNUAL REPORT  
1985-1986**



Canada





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1985-1986**



© Minister of Supply and Services 1986

N° de cat. C88-1/1986

ISBN 0-662-54851-5

Ottawa, Ontario.  
December 31, 1986.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1986, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style with a large initial 'M' and a long, sweeping tail on the 'p'.

Mitchell Sharp,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Hon. John C. Crosbie, P.C., M.P.,  
Minister of Transport and  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.





---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project</b> .....	<b>1</b>
Canadian and United States Regulatory Activities.....	3
The Northern Pipeline Agency.....	3
Office of the Federal Inspector.....	4
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	<b>5</b>
Finance and Personnel.....	5
Official Languages Plan.....	5
<b>Appendix</b>	
Report of the Auditor General of Canada.....	7

### **Ottawa—Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

Centennial Towers (Station 210)  
200 Kent Street,  
Ottawa, Ontario,  
K1A 0E6



---

# Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

As a result of persisting weakness in U.S. natural gas markets that many observers expect to last at least until the turn of the decade, the planned construction of the northern segments in Canada and the United States of the Alaska Highway Gas Pipeline continued to be suspended during fiscal year 1985-86.

If anything, U.S. gas markets became even more depressed than they have been in recent years because of a number of factors. The problems posed by the continuation of a temporary but substantial excess in available domestic gas supplies in the face of weak demand were compounded by two further developments in particular. One was the sharp fall in the prices of world oil; at one point spot prices for oil were less than a third of their previous peak in the early 1980s. The plummeting oil prices, in turn, put severe downward pressure on the prices of natural gas because of the heavy competition that exists between the two energy sources in many markets. At the same time, markets south of the border faced increasing downward pressure as a consequence of continuing efforts by U.S. regulatory authorities to increase competition between gas suppliers and the major interstate pipelines that transport their reserves.

Taken together, all of these adverse circumstances — as seen from the perspective of the American and Canadian sponsors of the Alaska Highway Pipeline Project — ruled out any realistic

prospect of proceeding with second-stage construction of the undertaking so as to connect continental U.S. markets with U.S. gas from the North Slope of Alaska. At the same time, however, the sponsors in both countries remained confident that a number of expected developments between now and the early 1990s would make it practical to proceed with construction of the system required to transport North Slope gas to the point where it would connect with the Eastern and Western Legs of the pipeline, which were built in the early 1980s as the first stage of the project for the initial purpose of transporting surplus Canadian supplies to U.S. markets. These factors include a gradual tightening of world oil markets as a result of declining reserves from non-OPEC sources and a similar reduction in the volume of deliverable supplies of natural gas from the lower 48 states — both of which would tend to push up energy prices and increase the viability of the proposed second stage of the project.

Because there has been little change during fiscal 1985-1986 in the circumstances that have surrounded the second stage of the project during the past few years and also little activity of a regulatory nature, this annual report of the Northern Pipeline Agency to Parliament is consequently quite abbreviated. Those wishing further information about the nature of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the system, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to earlier annual reports of the NPA.





---

# Canadian and United States Regulatory Activities

---

As indicated earlier, the activities of the respective regulatory agencies established to oversee the planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project — the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States — were very limited during 1985-86. Essentially, each was reduced to a holding operation in light of the fact that planning of second-stage construction was significantly reduced by the sponsors and responsibility for overseeing operation of the first stage — the Eastern and Western Legs — transferred to other regulatory authorities in the two countries. At the same time, however, each agency remained as the nucleus for the restoration of such regulatory activity as might be required as and when plans for proceeding with second-stage construction of the northern segments were revived.

At the request of the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, consultations were undertaken in Ottawa in early July, 1985, between representatives of the Canadian and U.S. governments in keeping with Article 8 of the 1977 bilateral agreement covering construction of the project. The main purpose of the meeting was to review the prevailing status of the project in both countries and the anticipated role and status for the foreseeable future of the Northern Pipeline Agency and the Office of the Federal Inspector. The discussions marked the last meeting of Canadian officials with John Rhett — the initial holder of the Office of Federal Inspector from July, 1979, until his subsequent retirement in December — who contributed greatly to the good working relationship that has existed from the beginning between the two regulatory bodies.

---

## The Northern Pipeline Agency

---

For the most part, the Northern Pipeline Agency maintained a stand-by role during the fiscal year 1985-86 following the further phasing down of its operations and activities during the previous year. The Agency continued in being, however, at the request of the Canadian sponsor of the project, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., which covers the entire cost of its operation. In Foothills' view, it is desirable that the basic structure of the regulatory framework established under the terms of the *Northern Pipeline Act* in 1978 should remain in place pending the time when improved circumstances will permit the second stage of the project to be undertaken.

The primary function of the NPA during 1985-86 was twofold. One was that of maintaining the extensive records that have accumulated with respect to the second stage of the undertaking. These include plans already developed with respect to design and engineering of the remaining segments of the system, plans involving social, environmental and economic aspects of the development, and documents covering a variety of arrangements worked out both between federal, provincial and territorial governments and between the Canadian and U.S. regulatory agencies in keeping with the principles laid down in the 1977 bilateral agreement between the two countries. The second major function of the Agency was to ensure to the best of its ability that the terms of that agreement were complied with to the extent they were currently applicable.

In connection with this latter function, the Agency closely followed developments relating to a move by one of the three U.S. pipeline companies committed to purchase Canadian gas transported through the prebuilt Eastern Leg of the system to reduce contracted volumes substantially. In February, 1986, the United Gas Pipe Line Co. notified the Canadian supplier, Pan-Alberta Gas Ltd., of its intention to cut back its take of Alberta gas from the minimum level it had committed itself to take — a volume that was already sharply below the original minimum volumes contracted for in the early 1980s. United contended it was justified in abrogating its contract on grounds of *force majeure*.

(In meetings with representatives of the U.S. government in May and again in June of 1986, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, expressed Canada's serious concern over this development. Mr. Sharp pointed out that the contracts by the three U.S. pipeline companies provided the foundation for the financing of the Eastern Leg. As a result of the cutback in the purchases of Canadian gas, United also fell short of covering its share of the costs of the pipeline system in Canada. The Commissioner noted that the abrogation of the contract by United not only posed a threat to the continued viability of the prebuild, but also could jeopardize future financing of the second stage of construction of the project. The issue was later resolved through negotiations between the Canadian and U.S. companies.)

---

### Office of the Federal Inspector

---

Following a course similar to that of the Northern Pipeline Agency, the U.S. Office of the Federal Inspector also continued to reduce the scope of its activities and the size of its staff during the 1985-86 period.

One of the major developments was the signing of a Memorandum of Understanding in October, 1985, under which the Department of Energy undertook to provide office space in its Washington premises for the remaining staff of the OFI and to provide most of the agency's administrative support services. Fol-

lowing the implementation of this agreement, the full-time staff of the Office was reduced to two, additional technical support being provided by part-time employees and outside consultants.

As previously noted, the first appointee to the position of Federal Inspector, John Rhett, retired in December, 1985. He was replaced on a temporary basis by Danny J. Boggs, a senior official with the Department of Energy until he himself resigned in March, 1986, to become a Circuit Court Judge.

(In May, Theodore J. Garrish, Assistant Secretary for Congressional, Intergovernmental and Public Affairs with the Department of Energy, was nominated by the President to assume the additional role of Federal Inspector. Mr. Garrish was confirmed in his appointment by the Senate in mid-August.)

(In testifying before the Senate Policy Committee in mid-July, the President's nominee for the post of Federal Inspector underlined the continuing importance to the United States of what is known south of the border as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS).)

("The availability of abundant Alaska natural gas supplies promises enormous benefits to consumers and this nation's future energy security," Mr. Garrish told the Committee. "The ANGTS is critical to ensuring that availability.")

(He stressed the need for the OFI to be able to remobilize on a smooth and orderly basis as and when it became possible for the second stage of the project to move ahead once again. "It is anticipated that construction of Phase II of the project, the Alaska and Canadian portions, will be remobilized in the early 1990s as natural gas markets stabilize and financing prospects improve for the entities participating in the project's construction. The Office of the Federal Inspector can aid the preparation of this process by working with the project's participants to ensure the coordination of design and plans for the construction of Phase II of the system. Moreover, the ongoing responsibility of communicating and negotiating with project sponsors, and the Canadian Northern Pipeline Agency, plays a part in steering the project away from difficulties which might otherwise delay or obstruct the remobilization process.")



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1986, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1985-86 provided \$1.4 million and 11 person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$967,000 of which \$271,000 represents termination costs for staff released because of the delay in construction of the second stage of the pipeline. Only four of the authorized person-years were used in the year and at year-end only four employees were on staff, of whom two were on a part-time basis and one was on full-time secondment to another government department on a cost-recovery basis. Arrangements were made with the National Energy Board to provide finance and personnel services for the Agency with effect from April 1, 1985. The Agency reimburses the Board for the cost of these services.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance

with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling \$1.4 million were made. Of this total, \$1.2 million was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, which represented the unrecovered balance of \$462,000 from the previous fiscal year and part of the 1985-86 expenditures by the Agency. The additional recovery of \$183,000 comprises mainly recoveries from various other departments and agencies of the federal government to which certain NPA employees had been seconded as part of the phasing down of Agency activities. All recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1986. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1986 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'D. Meyers'.

D.L. Meyers, F.C.A.  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
September 15, 1986



**NORTHERN PIPELINE AGENCY**

Statement of Expenditure and Receipts  
for the year ended March 31, 1986


---

	<u>1986</u>	<u>1985</u>
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	\$ 758,717	\$3,082,353
Professional and special services	81,784	136,971
Travel and communications	69,339	97,141
Rentals	47,609	448,312
Materiel and supplies	4,679	8,653
Information	4,386	8,000
Other	53	5,148
	<hr/> 966,567	<hr/> 3,786,578
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 4)	1,180,999	2,350,612
Secondment of Agency staff	152,068	918,360
Easement fees	27,594	27,594
Other recoveries	3,365	89,186
	<hr/> 1,364,026	<hr/> 3,385,752
(Excess of receipts over expenditure)		
Excess of expenditure over receipts	<u><u>\$ (397,459)</u></u>	<u><u>\$ 400,826</u></u>

Approved by:

  
\_\_\_\_\_

Commissioner

  
\_\_\_\_\_

Senior Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### **Notes to Statement of Expenditure and Receipts** **March 31, 1986**

---

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### 3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	<u>1986</u>	<u>1985</u>
Parliamentary appropriations		
Transport (1985—Economic Development)		
Vote 115 (Vote 5 in 1985)—		
Program expenditure	\$1,285,000	\$3,488,000
Statutory—Contributions to		
employee benefit plans	157,000	301,000
	<hr/>	<hr/>
	1,442,000	3,789,000
Amount not required	475,433	2,422
	<hr/>	<hr/>
	\$966,567	\$3,786,578
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	<u>1986</u>	<u>1985</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$ 966,567	\$ 3,786,578
Adjustment in respect of employee benefits	(111,000)	(154,000)
Secondment of Agency staff	(152,068)	(918,360)
Other recoveries	(3,365)	(89,186)
	<hr/> 700,134	<hr/> 2,625,032
Excess recovery of costs in the current year	18,624	
Prior year costs recovered in the current year	462,241	187,821
Cost to be recovered in the following year		(462,241)
	<hr/> \$1,180,999	<hr/> \$2,350,612

The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1986 have been adjusted accordingly. This adjustment will be reflected in the billings to Foothills for 1986-87.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1986 are estimated at \$16,000 (1985 — \$304,000).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1986 are estimated at \$178,000 (1985 — \$195,000).

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back and all parties were to scale down their activities.

The Agency has been able to reduce staff costs through secondments to other departments and by terminations and in June 1985 the Agency closed their Calgary office.











## 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, le responsable américain du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant plusieurs employés auprès d'autres ministères et en ayant recours à des cessations d'emplois et en juin 1985 l'Administration a fermé leur bureau de Calgary.

4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1986	1985
Frais recouvrables au titre de l'exercice	\$ 966,567	\$ 3,786,578
Dépenses de l'exercice		
Rajustement au titre des prestations	(111,000)	(154,000)
aux employés		
Détachement d'employés de	(152,068)	(918,360)
l'Administration	(3,365)	(89,186)
Autres recouvrements	700,134	2,625,032
Frais recouvrés en trop au cours	18,624	
du présent exercice		
Frais de l'exercice précédent recouvrés	462,241	187,821
au cours du présent exercice		
Frais à recouvrer au cours du prochain		(462,241)
exercice	\$1,180,999	\$2,350,612

La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement pour le présent exercice représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice terminé le 31 mars 1986 ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait. Cet ajustement sera reflété lors des facturations à Foothills au cours de l'exercice 1986-1987.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1986 sont évalués à \$16,000 (\$304,000 en 1985).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de relocation, au 31 mars 1986 sont évalués à \$178,000 (\$195,000 en 1985).

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées  
au 31 mars 1986

## 1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

## 2. Conventions comptables

### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

### Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées au Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

## 3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1986	1985
Crédits parlementaires		
Transport (Développement économique en 1985)		
Crédit 115 (Crédit 5 en 1985) —		
Dépenses du programme	\$1,285,000	\$3,488,000
Statutaire—Contributions aux régimes	157,000	301,000
d'avantages sociaux des employés	1,442,000	3,789,000
Montant non requis	475,433	2,422
	\$ 966,567	\$3,786,578



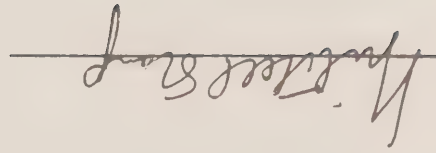
## ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des rentrées  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1986

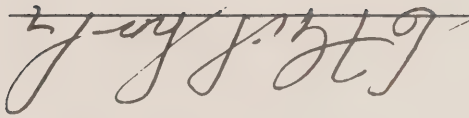
Dépenses (note 3)			
Traitements et prestations aux employés	\$ 758,717	\$3,082,353	
Services professionnels et spéciaux	81,784	136,971	
Déplacements et communications	69,339	97,141	
Locations	47,609	448,312	
Fournitures et approvisionnements	4,679	8,653	
Information	4,386	8,000	
Autres	53	5,148	
	966,567	3,786,578	
Rentrées			
Frais recouverts auprès de la Foothills	1,180,999	2,350,612	
Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	152,068	918,360	
Détachement d'employés de l'Administration	27,594	27,594	
Droits de servitude	3,365	89,186	
Autres recouvrements	1,364,026	3,385,752	
(Excédent des rentrées sur les dépenses)	\$ (397,459)	\$ 400,826	
Excédent des dépenses sur les rentrées			

Approuvé par:

Le directeur général,



L'agent financier supérieur,





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Le Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1986. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugé nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1986 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le Vérificateur général du Canada

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D.L. Meyers'.

D.L. Meyers, F.C.A.  
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 15 septembre 1986





du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 1,4 millions de dollars. De ce montant, 1,2 millions ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord, cette somme représentant le solde de 462 000 \$ non recouvrés de l'année financière précédente et une partie des dépenses de l'Administration en 1985-1986. La somme additionnelle de 183 000 \$ provient principalement des ministères et organismes fédéraux auprès desquels certains employés de l'APN ont été détachés par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique et n'est pas assujettie à la Loi sur l'emploi dans la Fonction publique, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.

Finances et personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1986.

En 1985-1986, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 1,4 million de dollars et le nombre d'années-personnes autorisées était de 11. Les dépenses pour l'année se sont élevées à 967 000 \$, ce qui comprend une somme de 271 000 \$ versée en indemnités de cessation d'emploi au personnel remercié par suite du report de la deuxième étape de construction du gazoduc. Seulement quatre des années-personnes autorisées ont été utilisées au cours de l'année et, à la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que quatre employés, dont deux travaillant à temps partiel et un autre qui avait été détaché à temps plein par un ministère sur la base de la récupération des coûts. Des ententes ont été conclues avec l'Office national de l'énergie, qui fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel à l'Administration depuis le 1<sup>er</sup> avril 1985. L'Administration rembourse l'Office pour le coût de ces services.

L'article 29 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que la compagnie chargée de la construction

œuvre de ce protocole, l'OFI ne compte plus que deux membres à temps plein, le soutien technique étant assumé par des employés à temps partiel et des experts-conseils de l'extérieur.

Comme il a été indiqué antérieurement, la première personne nommée au poste de Federal Inspector, John Rhett, a pris sa retraite en décembre 1985. Il a été remplacé temporairement par Danny J. Boggs, un haut fonctionnaire du Département de l'énergie, jusqu'à ce que ce dernier démissionne à son tour en mars 1986 pour devenir juge de la Circuit Court.

(En mai, Theodore J. Garrish, secrétaire adjoint du Congressional, Intergovernmental and Public Affairs du Département de l'énergie, a été nommé par le Président pour assumer le rôle additionnel de Federal Inspector. La nomination de M. Garrish a été confirmée par le Sénat à la mi-août.)

(Au cours de son audience devant le Senate Policy Committee à la mi-juillet, M. Garrish a souligné l'importance continue pour son pays de ce qui est connu aux États-Unis comme le Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS).)

«La disponibilité de stocks abondants de gaz naturel en Alaska est prometteur d'avantages énormes pour les consommateurs et garantit la sécurité future de notre pays sur le plan énergétique» a déclaré M. Garrish devant les membres du Comité. «L'ANGTS est essentiel pour assurer la disponibilité des approvisionnements en gaz naturel.»)

(Il a mis l'accent sur le fait qu'il est nécessaire que l'OFI soit capable de remobiliser toutes les ressources de façon ordonnée et sans embûche lorsqu'il sera possible d'entreprendre la seconde étape du projet. «Il est prévu que la construction de la seconde phase du projet, les tronçons du Canada et de l'Alaska, sera reprise au début des années 1990, au moment où les marchés se stabiliseront et les perspectives de financement pour les promoteurs participants à la construction du projet s'amélioreront. L'Office of the Federal Inspector peut aider à préparer la reprise des travaux en travaillant avec les participants au projet afin d'assurer la coordination de la conception de la seconde phase du système et de ses plans de construction. De plus, la responsabilité continue des aspects relatifs à la communication et à la négociation avec les promoteurs du projet et avec l'Administration du pipeline du Nord permet d'éviter que des difficultés viennent retarder le processus de reprise des travaux ou y nuire.»)

situation à la suite de la décision de réduire de façon sensible ses achats de gaz prise par l'une des trois compagnies américaines du gazoduc qui se sont engagées par contrat à acheter le gaz naturel canadien transporté par l'embranchement préliminaire est du gazoduc. En février 1986, la United Gas Pipe Line Co. informait le fournisseur canadien, la Pan-Alberta Gas Ltd, de son intention d'acheter encore moins de gaz naturel de l'Alberta que le niveau minimal qu'elle s'était engagée à prendre — un volume qui était déjà nettement inférieur à celui qu'elle avait initialement accepté, par contrat, d'acheter au début des années 1980. La United a affirmé qu'elle était fondée à annuler son contrat pour des raisons de force majeure.

(Au cours de réunions avec des représentants du gouvernement américain aux mois de mai et juin 1986, l'honorable Mitchell Sharp, Directeur général de l'Administration du pipeline du Nord, a fait connaître les inquiétudes du gouvernement du Canada au sujet de cette décision. M. Sharp a indiqué que les contrats signés avec les trois compagnies américaines constituaient les bases du financement de l'embranchement est. En raison de sa décision de réduire ses achats de gaz canadien, la United n'a également pas assumé sa part du coût du système du gazoduc au Canada. Le Directeur général a indiqué que l'annulation du contrat par la United ne représentait pas uniquement une menace à la rentabilité continue des embranchements préliminaires, mais risquait aussi de mettre en péril le financement futur de la seconde étape du projet. Le problème a été ultérieurement résolu par le biais de négociations entre les compagnies canadienne et américaine concernées.)

---

## L'Office of the Federal Inspector

---

À l'instar de l'Administration du pipeline du Nord, l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis a également continué de réduire l'ampleur de ses activités et ses effectifs au cours de l'année financière 1985-1986.

L'un des principaux faits au cours de l'année a été la signature d'un protocole d'entente en octobre 1985, en vertu duquel le Département de l'énergie a offert des bureaux au personnel restant de l'OFI dans ses locaux à Washington ainsi que des services de soutien administratifs. À la suite de la mise en

# Activités de réglementation canadiennes et américaines

Comme il est indiqué précédemment, les activités des organismes de réglementation respectifs qui ont été mis sur pied pour surveiller les travaux de planification et de construction du gazoduc de la route de l'Alaska — soit l'Administration du pipe-line du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis, ont été très limités en 1985-1986. Chaque organisme a réduit ses activités en ce domaine à l'essentiel étant donné que l'ampleur de la planification de la seconde étape de la construction a été grandement réduite par les promoteurs et que la responsabilité de surveillance des opérations de la première étape — les embranchements est et ouest du gazoduc — a été transférée à d'autres organismes de réglementation dans les deux pays. Au même moment, cependant, chaque organisme est demeuré le noyau central pour la reprise des activités de réglementation qui pourraient être nécessaires au moment où reprendront les activités de planification de la construction de la seconde étape des tronçons nord.

À la demande de l'honorable Mitchell Sharp, Directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, des consultations ont été entreprises à Ottawa au début de juillet 1985, entre des représentants des gouvernements canadien et américain, conformément à l'article 8 de l'entente bilatérale de 1977 concernant la construction du projet de gazoduc. Il s'agissait surtout d'examiner l'état d'avancement du projet dans les deux pays et le rôle et le statut à court terme de l'Administration du pipe-line du Nord et de l'Office of the Federal Inspector. À cette occasion, les représentants canadiens ont rencontré John Rhett, pour la dernière fois — titulaire de l'Office of the Federal Inspector, de juillet 1979 jusqu'à son départ en décembre — qui a grandement contribué à entretenir le climat de travail propice qui a existé dès le départ entre les deux organismes de réglementation.

## L'Administration du pipe-line du Nord

Dans l'ensemble, l'Administration du pipe-line du Nord a continué de jouer le rôle d'un organisme d'intervention en cas de besoin au cours de l'année financière 1985-1986 à la suite de la décision de réduire le niveau de ses activités prise l'année précédente. L'Administration a continué d'exister, cependant, à la demande du promoteur canadien du projet, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., qui continue d'assumer tous les coûts d'exploitation de l'APN. Selon la Foothills, il est préférable que la structure de base du cadre de réglementation établi aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord* demeure en place en attendant qu'une amélioration des conditions permette d'entreprendre la deuxième phase du projet.

L'APN avait en 1985-1986 deux fonctions essentielles. La première consistait à conserver les nombreux dossiers concernant les plans déjà préparés concernant le concept et l'ingénierie des tronçons restants du système, les plans ayant trait aux aspects économiques, sociaux et environnementaux de la construction, et des documents relatifs à une gamme d'ententes conclues entre les gouvernements provinciaux, territoriaux et fédéral et entre les organismes canadiens et américains de réglementation conformément aux principes énoncés dans l'entente bilatérale de 1977 signée par les deux pays. La seconde fonction essentielle de l'Administration était de veiller de son mieux à ce que les modalités de l'entente soient respectées dans la mesure où elles étaient applicables.

En ce qui a trait à cette seconde fonction, l'Administration a suivi attentivement l'évolution de la





# Vue d'ensemble des faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska

prendre la deuxième étape des travaux de construction en vue de relier les marchés continentaux des États-Unis et les dépôts de gaz naturel du versant nord de l'Alaska. Cependant, les promoteurs dans les deux pays sont demeurés confiants que les conditions vont s'améliorer et permettront, d'ici le début des années 1990, d'aller de l'avant avec la construction du gazoduc nécessaire pour transporter le gaz du versant nord vers les embranchements est et ouest du pipe-line, qui ont été construits au début des années 1980 dans le cadre de la première étape du projet aux fins d'acheminer les surplus de gaz naturel canadien vers les marchés américains. Cette amélioration des conditions d'ensemble seront le fait d'un resserrement graduel des marchés mondiaux du pétrole en raison d'une diminution des réserves des pays fournisseurs non membres de l'OPEC et une réduction parallèle dans le volume des approvisionnements livrables de gaz naturel en provenance de 48 États du sud. Ces deux facteurs contribueront à exercer des pressions à la hausse sur les prix de l'énergie et à faire accroître la rentabilité de la seconde étape proposée du projet.

La brève du présent rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord à l'intention du Parlement s'explique par le peu de changements survenus au cours de l'exercice financier 1985-1986 relativement à la seconde étape du projet, et par le peu d'activités menées sur le plan de la réglementation. Les personnes désireuses d'obtenir plus de renseignements au sujet de la nature du Projet du pipe-line de gaz naturel de la route de l'Alaska, de la route proposée du gazoduc, et du rôle de l'Administration du pipe-line du Nord sont priées de consulter les rapports antérieurs de l'APN.

En raison de la faiblesse persistante des marchés du gaz naturel aux États-Unis, faiblesse qui, de l'avis de nombreux observateurs, devrait se maintenir à tout le moins jusqu'à la fin de la décennie, la mise en veilleuse des travaux de construction des tronçons nord du gazoduc de la route de l'Alaska, au Canada et aux États-Unis, s'est poursuivie au cours de l'année financière 1985-1986.

L'effritement des marchés américains du gaz naturel s'est, en fait, accentué par rapport aux années antérieures. Cette situation est imputable à de nombreux facteurs. Les problèmes posés par des surplus temporaires mais considérables dans les stocks de gaz naturel et une faible demande ont été aggravés par deux faits particuliers. L'un d'eux a été la chute soudaine des prix mondiaux du pétrole; à un certain moment, les prix du pétrole sur le marché spot ont accusé une baisse supérieure à 66 p. 100 par rapport aux sommets atteints au début des années 1980. Cette dégringolade des prix a, en retour, exercé de fortes pressions à la baisse sur les prix du gaz naturel en raison de la forte concurrence qui existe entre ces deux sources d'énergie dans de nombreux marchés. Au même moment, les marchés au sud de notre frontière ont subi des pressions à la baisse de plus en plus fortes qui ont été le fait des efforts continus des organismes de réglementation américains pour accroître la concurrence entre les fournisseurs de gaz et les principaux pipe-lines qui transportent leurs réserves entre les divers États américains.

Réunies, toutes ces circonstances défavorables — du point de vue des promoteurs canadiens et américains du gazoduc de la route de l'Alaska — ont contribué à exclure toute possibilité réaliste d'entre-





## Table des matières

Page	
	<b>Vue d'ensemble des faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska.....</b>
1	.....
3	Activités de réglementation canadiennes et américaines.....
3	L'Administration du pipeline du Nord.....
4	Office of the Federal Inspector.....
5	<b>Finances, personnel et langues officielles.....</b>
5	Finances et personnel.....
5	Plan des langues officielles.....
7	<b>Appendice</b>
	Rapport du Vérificateur général du Canada.....

### Ottawa—Siège social

L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Les Tours Centennial (poste 210)

200, rue Kent

Ottawa, (Ontario)

K1A 0E6



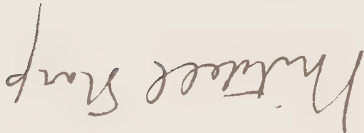
Ottawa, Ontario  
le 31 décembre 1986

Monsieur le Ministre,

Je vous sou mets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1986, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

L'hon. John C. Crosbie, c.p., député  
Ministre des Transports et Ministre  
responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)



© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

N° de cat. C88-1/1986

ISBN 0-662-54851-5



# **RAPPORT ANNUEL**

**1985-1986**






**RAPPORT ANNUEL**  
**1985-1986**

**ADMINISTRATION**  
**DU PIPE-LINE**  
**DU NORD**

CAI  
NP  
- A56

---

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1986-1987**

---

Canada







Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1986-1987**

© Minister of Supply and Services Canada 1988

Cat. No. C88-1/1987

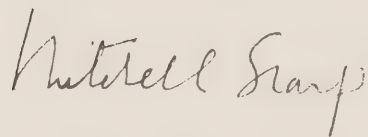
ISBN 0-662-55616-X

Ottawa, Ontario.  
December 31, 1987.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1987, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Mitchell Sharp". The signature is written in a cursive, flowing style with a large initial 'M'.

Mitchell Sharp

The Hon. John C. Crosbie, P.C., M.P.,  
Minister of Transport and  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.





---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
<b>Developments Affecting Operations of the Pre-Build and Planning for Second-Stage Construction of the Pipeline .....</b>	<b>3</b>
Settlement of Dispute Threatening Continued Integrity of the Pre-Build .....	3
Level of Canadian Gas Exports Through the Eastern and Western Legs.....	3
Status of Stage-Two Preparations and the Continuing Role of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies.....	4
The Proposed Trans-Alaska Gas System .....	4
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>7</b>
Finance and Personnel .....	7
Official Languages Plan.....	7
<b>Appendix</b>	
Report of the Auditor General of Canada .....	9

### **Ottawa—Head Office**

The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

Centennial Towers (Station 210)  
200 Kent Street,  
Ottawa, Ontario,  
K1A 0E6





---

# Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

As expected, plans for second-stage construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline to link the existing system in the South to the substantial U.S. reserves on the North Slope of Alaska remained on hold during fiscal 1986-87 because of the still-depressed state of natural gas markets in the lower 48 states.

During the period, the outlook for the future of energy generally brightened significantly as a result of the recovery in world oil prices from the previous year's low point of around \$10 U.S. a barrel to the \$18-\$20 level. The turn-around on the oil front, however, was not reflected in U.S. gas markets, which continued to face downward pressure.

The U.S. Energy Information Administration estimated that demand for natural gas south of the border dropped from 17.3 trillion cubic feet (tcf) in 1985 to around 16 tcf in 1986 and preliminary figures indicate the decline continued into the early months of 1987. This compares with average annual consumption in the United States during the period from 1975 to 1981 of 19.5 tcf. During the 1986-87 fiscal year, spot prices for short-term sales of gas in the United States, which have come to assume an increasingly important role in the market, continued to decline to the lowest levels experienced since the early 1970s.

The sluggish state of the U.S. gas market appeared to reflect a number of factors. These included the effect of conservation measures and competition from other energy sources in undermining demand for natural gas and the perpetuation of excess supplies of available gas reserves—the so-called gas 'bubble'. In addition, a number of measures adopted by regulatory authorities to increase competition in the marketplace also exerted downward pressure on gas prices. Notwithstanding the currently depressed state of the market, however, sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in both Canada and the United States

remained convinced that a gradual tightening of U.S. gas markets would clear the way for commencement by the early 1990s of second-stage construction to tap North Slope reserves.

(In a report issued in July, 1987, the American Gas Association foresaw a strong possibility that the existing gas bubble of some 4 tcf would have been dissipated by 1990 because of two principal factors—rising demand and a drop in available supplies as a result of a sharp decline in exploration for new reserves.)

The confidence of the project sponsor in the outlook for second-stage construction of the project has also been reinforced by the agency established to oversee the undertaking in the United States. "It is anticipated that Phase II construction efforts will be remobilized in the early 1990s as natural gas markets stabilize and financing prospects improve for the entities participating in the project construction," Theodore J. Garrish, Federal Inspector, stated in a report to Congress in February, 1987. "The ANGTS (Alaska Natural Gas Transportation System) continues to offer great promise in making available to Americans abundant supplies of Alaskan natural gas. This project is important to this nation's energy health and security, and we look forward to its full remobilization."

Although plans for second-stage construction of the project remained suspended during 1986-87 because of the economic circumstances outlined above, there were certain significant developments during the year that had an important bearing both on the project as a whole and on the viable operation of the approximately 2990 kilometres (1,860 miles) of the first stage of the pipeline that were 'pre-built' between 1980 and 1982—an undertaking that constitutes a third of the total proposed pipeline system. This first stage of the project, which consists of a Western and Eastern Leg extending from a point north of Calgary to California and the Mid-West United States, was built at the urg-

ing of the U.S. government initially for the purpose of transporting surplus Canadian gas to markets south of the border both to meet pressing U.S. requirements at that time for additional gas supplies and to facilitate undertaking of the second-stage link to the North Slope of Alaska.

The nature of these developments is outlined in the sections that follow. Those wishing further information about the nature of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the system, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to annual reports of the Agency for years prior to 1985-86.

---

# Developments Affecting Operations of the Pre-build and Planning for Second-stage Construction of the Pipeline

---

---

## Settlement of Dispute Threatening Continued Integrity of the Pre-build

---

The previous Annual Report by the Agency noted that a dispute had arisen between Pan-Alberta Gas Ltd., the supplier of Canadian gas for export through the pre-build, and United Gas Pipe Line Co., one of the principal U.S. buyers of the gas through the Eastern Leg, when the latter declared its intention in February, 1986, of substantially reducing its future purchases.

United, which was one of three U.S. companies that originally agreed to acquire a combined total of up to 800 million cubic feet per day (mmcf/d), undertook initially to take the lion's share—450 mmcf/d. In the face of deteriorating market conditions, United sought in February, 1983, to reduce the volume of its agreed purchases of Canadian gas on grounds of *force majeure*. Following a similar plea by the two other purchasers of gas from Pan-Alberta through the Eastern Leg, an agreement was reached that provided for a substantial reduction in the minimum volumes the U.S. shippers were required to take without further liability.

In August, 1984, United again declared *force majeure* and once again a compromise agreement was reached, this one reducing its minimum take to 150 mmcf/d. In July, 1985, the U.S. shipper once more resorted to *force majeure* and for a time ceased to purchase any Canadian gas before eventually resuming purchase of its contracted volumes. In February, 1986, however, United once more pleaded market circumstances as justification for reducing its daily take to around 23 mmcf/d. During meetings with senior officials of the U.S. government in May and June of 1986,

the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, pointed out that the contracts for the purchase of Canadian gas provided the foundation for repayment of the funds borrowed to finance construction of the Eastern Leg of the pipeline. He emphasized that abrogation of the contract by United not only posed a threat to the financial integrity of the pre-build, but also to the future financing of the second stage of the project.

In September, 1986, following a submission by United to the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) seeking to be relieved of its contractual obligation, Pan-Alberta launched arbitration proceedings with the International Chamber of Commerce's Court of Arbitration. Subsequently, Pan-Alberta arrived at a settlement of the dispute with United covering the period 1985, 1986 and part of 1987. In part, United agreed to accept a minimum annual take of 40 mmcf/d and to make payments to Pan-Alberta that include \$50 million cash and up to \$30 million over two years by way of a transportation rebate. In January, 1987, the revised agreement was submitted to the FERC for consideration; it was subsequently approved by the Commission in June, 1987.

---

## Level of Canadian Gas Exports Through the Eastern and Western Legs

---

In contrast to the situation on the Eastern Leg, purchases of Canadian gas for delivery to the Southern California Gas Co. via the Western Leg of the pre-build have for some years been maintained at maximum contracted volumes of 240 mmcf/d. (In May, 1987,



Pan-Alberta announced that it planned to seek regulatory approval for a new contract providing for the continued sale of such volumes over a 12-year period to 2012.) On the Eastern Leg, however, throughput has been substantially below volumes originally contracted for because of the deterioration in market conditions outlined above. During the period from November, 1985, to October, 1986, for example, throughput on the Eastern Leg amounted to only 28 per cent of the system's load factor.

(In the summer of 1987, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., principal sponsor of the project in Canada, filed an application with the National Energy Board seeking approval of a new tariff schedule that would permit it to offer interruptible gas delivery service over the Eastern and Western Legs. Pan-Alberta also indicated that it was launching a major effort to promote spot sales of gas through the Eastern Leg in an effort to provide increased utilization of its load capacity.)

---

#### **Status of Stage-Two Preparations and the Continuing Role of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies**

---

Pending the beginning of a change in the economic circumstances that would pave the way for remounting the second stage of the Alaska Highway Gas Pipeline, the level of activity both by the sponsors of the project in the two countries and of the regulatory agencies appointed to oversee planning and construction remains at a low ebb.

A major focus of attention of the sponsors of the project is an intensive review of the anticipated costs of pipeline construction that remains to be undertaken as part of the second stage in Canada and the United States and the building of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay. Preliminary indications are that estimated costs will be significantly reduced from earlier levels because of a sharp decline in the rate of inflation and of interest charges.

The regulatory agencies created in each country—the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States—essentially have been performing a stand-by role. In part this has involved maintenance of extensive files, records and plans that will be required as and when the second-stage is reactivated. In addition, both agencies have been involved in monitoring—and, where required, intervening—in current developments that have an actual or potential bearing on the pipeline

project. A clear example has been provided by the case of the proposed Trans-Alaska Gas System, which is outlined in the following section.

As has been the case since its establishment in 1978 under the terms of the Northern Pipeline Act, the full expenses of the Northern Pipeline Agency are borne by the Canadian sponsor of the project, which has requested that the NPA continue to play a stand-by role during the prevailing circumstances.

---

#### **The Proposed Trans-Alaska Gas System**

---

Shortly after sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline Project decided in April, 1982, to suspend plans for proceeding with second-stage construction of the northern segments because of a severely adverse shift in economic, energy and financial market conditions, former Alaskan Governor Walter Hickel began to promote development of alternative means for marketing North Slope gas.

In time, he established the Yukon Pacific Corporation to promote the development of a Trans-Alaska Gas System (TAGS), which involved the establishment of a gas conditioning plant at Prudhoe Bay, and the building of an 800-mile pipeline to transport North Slope reserves to Valdez on the south coast of Alaska, where the gas would be liquified and shipped by special tankers to Japan.

At the urging of Yukon Pacific and Alaska's congressional representatives, President Reagan proposed to Japanese Prime Minister Nakasone during a meeting in 1983 that they issue a statement on energy co-operation between the two nations that, in part, encouraged the private sector in both countries to join forces in studying the feasibility of the proposed project. Such a study was initiated in April, 1985, by Pacific Yukon and Arco on behalf of the United States and by the Japanese Institute of Energy Economics.

(In a report issued in June, 1987, the study concluded that the project, which would cost an estimated \$11 billion in constant 1986 U.S. currency and involve the export of some 14 million tons of liquified natural gas a year, was not economically feasible at prevailing world oil prices and would be only marginally profitable at around \$25 per barrel. In addition, the report concluded that a sufficient market for the proposed gas could not be anticipated to exist in Japan following the 11 years it would take to complete the project, with the result that sales would have to be sought elsewhere in the Far East.

(Despite the report's conclusion that further study of the proposed project was not warranted under existing circumstances, the sponsors of TAGS, supported by the Alaskan congressional delegation, pressed strongly for the issuance of a Presidential Finding that would in principle authorize overseas export of North Slope gas. Such a declaration is required under Section 12 of the 1976 U.S. Alaska Natural Gas Transportation Act. This legislation prohibits the export outside of Canada or Mexico of more than 1,000 mcf/d without an express declaration by the President "that such exports will not diminish the total quantity or quality nor increase the total price of energy available to the United States."

(When it became evident that growing support for this proposal could result in the adoption of a favourable recommendation to the President by the Administration's Economic Policy Council at a meeting scheduled for July, the Canadian government took steps on a number of fronts to express its concern about the potentially adverse implications of such a finding for the completion of the Alaska Highway Pipeline Project. These included both ministerial representations to the U.S. government and meetings in Washington by Mr. Sharp, the Commissioner of the Northern Pipeline Agency, with Alaskan Senators and senior Administration officials. The U.S. government responded by agreeing to undertake consultations on the issue with Canadian government representatives in late September, 1987, before reaching any final conclusion on its course of action.

(While U.S. spokesmen expressed their continuing support for the Alaska Highway Pipeline, they also took the view that the market ultimately should determine the economic feasibility of competing proposals. A Presidential Finding clearing the way for overseas export of North Slope gas would only remove an impediment to a market decision, they argued.

(The Canadian government contended that the 26 trillion cubic feet of proved gas reserves on the North Slope of Alaska provided the basic foundation for the financing and building of the Alaska Highway Pipeline as a joint U.S.-Canadian undertaking in accordance with the agreement between the governments of the two countries of September, 1977. Under that agreement, both governments undertook to "take measures necessary to facilitate the expeditious and efficient construction of the Pipeline..." Canadian representatives argued that any Presidential Finding that appeared to jeopardize the availability of the gas supply providing the cornerstone of the project could undermine the undertaking and represent a serious breach of the undertakings by the U.S. government and Congress.

In issuing a Finding on January 12, 1988, that removed the impediment to overseas export of North Slope gas, President Reagan said he did "not believe this decision would hinder the completion of the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS)". The President noted that his Administration had "removed all regulatory barriers to the private sector's expeditious completion of the project.")





---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1987, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1986-87 provided \$645,000 and two person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$441,000 of which \$93,000 represents termination costs for staff previously on secondment and released because of the delay in construction of the second stage of the pipeline. At year-end only three employees were on staff, of whom two were on a part-time basis. The National Energy Board provides finance and personnel services, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regula-

tions made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, Agency receipts totalled \$271,000, of which \$135,000 was recoveries from Foothills in keeping with the provisions of the Northern Pipeline Act. In addition, \$106,000 was recovered in respect of seconded staff, and \$28,000 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1987. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1987 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'D.L. Meyers'.

D.L. Meyers, F.C.A.  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
August 14, 1987



# NORTHERN PIPELINE AGENCY

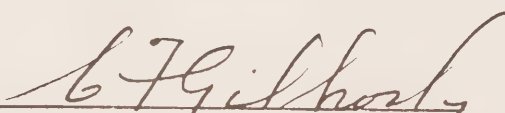
## Statement of Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1987

	<u>1987</u>	<u>1986</u>
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	\$ 353,877	\$ 758,717
Professional and special services	32,575	81,784
Travel and communications	12,580	69,339
Rentals	34,430	47,609
Materiel and supplies	1,806	4,679
Information	3,473	4,386
Other	1,850	53
	<u>440,591</u>	<u>966,567</u>
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd. (Note 4)	135,307	1,180,999
Secondment of Agency staff	105,849	152,068
Easement fees	27,594	27,594
Other recoveries	2,153	3,365
	<u>270,903</u>	<u>1,364,026</u>
Excess of expenditures over receipts (Excess of receipts over expenditure)	<u>\$ 169,688</u>	<u>\$ (397,459)</u>

Approved by:

  
\_\_\_\_\_

Commissioner

  
\_\_\_\_\_

Senior Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### **Notes to Statement of Expenditure and Receipts** **March 31, 1987**

---

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### 3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	<u>1987</u>	<u>1986</u>
Parliamentary appropriations		
Transport		
Vote 70 (Vote 115 in 1986)—Program expenditure	\$ 600,000	\$ 1,285,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	45,000	157,000
	<hr/> 645,000	<hr/> 1,442,000
Amount not required	204,409	475,433
	<hr/> \$ 440,591	<hr/> \$ 966,567
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	<u>1987</u>	<u>1986</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$ 440,591	\$ 966,567
* Adjustment in respect of employee benefits	(16,592)	(111,000)
Adjustment for nonrecoverable costs	(10,671)	—
Secondment of Agency staff	(105,849)	(152,068)
Other recoveries	(1,141)	(3,365)
	<u>306,338</u>	<u>700,134</u>
Current year's costs recovered in previous year	(18,624)	—
Excess recovery of costs in the current year	—	18,624
Prior year costs recovered in the current year	—	462,241
Prior year's adjustment recognized in current year	27,594	—
Cost to be recovered in the following year	(180,001)	—
	<u>\$ 135,307</u>	<u>\$ 1,180,999</u>

\* The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1987 have been adjusted accordingly.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1987 are estimated at \$21,500 (1986—\$16,000).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1987 are estimated at \$35,000 (1986—\$178,000).

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back and all parties were to scale down their activities.

The Agency has been able to reduce staff costs through a secondment to another government department.











#### 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant plusieurs employés auprès d'un autre ministère.

## 4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

1987	1986
Frais recouvrables au titre de l'exercice	
Dépenses de l'exercice	\$ 440,591
* Rajustement au titre des prestations aux employés	(16,592)
Rajustement pour frais non recouvrables	(10,671)
Détachement d'employés de l'Administration	(105,849)
Autres recouvrements	(1,141)
Frais du présent exercice recouvrés au cours de l'exercice précédent	(18,624)
Frais recouvrés en trop au cours du présent exercice	—
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	—
Rajustement de l'exercice précédent reconnu au cours du présent exercice	—
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	27,594
	(180,001)
	\$ 135,307
	\$ 1,180,999

\* La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement pour le présent exercice représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice terminé le 31 mars 1987 ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

## 5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

## Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13 % du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1987 sont évalués à \$21,500 (\$16,000 en 1986).

## Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de réinstallation, au 31 mars 1987 sont évalués à \$35,000 (\$178,000 en 1986).

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

## Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées

au 31 mars 1987

### 1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

#### Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

### 3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1987	1986
Crédits parlementaires		
Transport		
Crédit 70 (Crédit 115 en 1986)—Dépen-	\$ 600,000	\$ 1,285,000
ses du programme		
Statutaire—Contributions aux régimes	45,000	157,000
d'avantages sociaux des employés		
Montant non requis	645,000	1,442,000
	204,409	475,433
	\$ 440,591	\$ 966,567



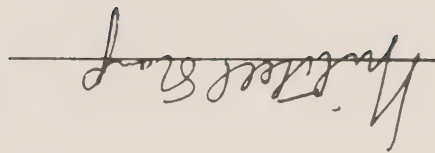
# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des rentrées  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1987

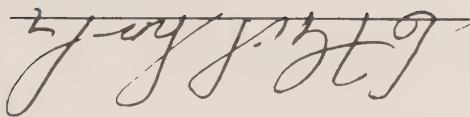
Dépenses (note 3)			
Traitements et prestations aux employés	\$ 353,877	\$ 758,717	
Services professionnels et spéciaux	32,575	81,784	
Déplacements et communications	12,580	69,339	
Locations	34,430	47,609	
Fournitures et approvisionnements	1,806	4,679	
Information	3,473	4,386	
Autres	1,850	53	
	440,591	966,567	
Rentrées			
Frais recouvrés auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	135,307	1,180,999	
Détachement d'employés de l'Administration	105,849	152,068	
Droits de servitude	27,594	27,594	
Autres recouvrements	2,153	3,365	
	270,903	1,364,026	
Excédent des dépenses sur les rentrées			
(Excédent des rentrées sur les dépenses)	\$ 169,688	\$ (397,459)	
	1987	1986	

Approuvé par:

Le directeur général,



L'agent financier supérieur,





VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Le Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1987. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugé nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1987 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le Vérificateur général du Canada

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D.L. Meyers'.

D.L. Meyers, F.C.A.  
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 14 août 1987





# Finances, personnel et langues officielles

paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 271,000 \$. De ce montant, 135,000 \$ ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord. En plus, la somme de 106,000 \$ provient d'un ministère fédéral auprès duquel un employé de l'APN avait été détaché; des droits de servitude de 28,000 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique et n'est pas assujettie à la Loi sur l'emploi dans la Fonction publique, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.

## Finances et personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1987.

En 1986-87, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 645,000 \$ et le nombre d'années-personnes autorisées était de 3. Les dépenses pour l'année se sont élevées à 441,000 \$, ce qui comprend une somme de 93,000 \$ versée en indemnités de cessation d'emploi au personnel en prêt de service et subéquemment remercié par suite du report de la deuxième étape de construction du gazoduc. A la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que trois employés, dont l'énergie fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du



tion américaine à Washington. Le gouvernement américain accepta d'entreprendre des consultations à ce sujet avec des représentants du gouvernement canadien à la fin de septembre 1987, avant de prendre une décision finale.

(Les porte-parole du gouvernement américain ont continué d'exprimer leur appui au gazoduc de la route de l'Alaska, mais ils se sont également dits d'avis que ce serait le libre jeu des forces du marché qui finirait par établir la rentabilité de chaque proposition. Selon eux, une déclaration présidentielle autorisant l'exportation à l'étranger de gaz provenant du versant nord ne ferait que laisser la voie libre à une décision du marché.

(Selon le gouvernement canadien, les réserves avérées de 26 billions de pi³ de gaz que recèle le versant nord de l'Alaska constituaient le fondement du financement et de la construction du pipe-line de la route de l'Alaska en tant qu'entreprise conjointe Canada-Etats-Unis, conformément à l'entente intervenue entre les gouvernements des deux pays en septembre 1977. Chacun des deux gouvernements s'est alors engagé à «prendre les mesures nécessaires pour faciliter la construction efficace et dans les plus brefs délais du pipe-line...» Selon les représentants canadiens, toute déclaration présidentielle pouvant sembler menacer la disponibilité des réserves de gaz qui constituent la pierre angulaire du projet pourrait avoir pour effet de saper les fondements mêmes de cette entreprise et constituer une infraction sérieuse aux engagements pris par le gouvernement américain et le Congrès. Dans sa déclaration du 12 janvier 1988, par laquelle il a levé les obstacles à l'exportation à l'étranger de gaz provenant du versant nord, le Président Reagan a affirmé que, à son avis, «cette décision ne devrait pas retarder l'achèvement du gazoduc de la route de l'Alaska». Le Président a en outre mentionné que son gouvernement avait «supprimé toutes les dispositions réglementaires qui empêchaient le secteur privé de réaliser rapidement le projet».)

(Dans un rapport publié en juin 1987, on concluait que le projet, qui coûterait aux environs de 11 milliards de dollars américains de 1986 et signifierait l'exportation de 14 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié par année, n'était pas rentable compte tenu des prix mondiaux du pétrole à ce moment-là et ne commencerait à être que lorsque ces prix atteindraient environ 25 \$ le baril. En outre, le rapport concluait qu'on ne pouvait s'attendre à ce qu'un marché suffisant existe au Japon lorsque le projet serait terminé, 11 ans plus tard, et qu'il faudrait par conséquent trouver d'autres marchés en Extrême-Orient.

(Malgré les conclusions du rapport, selon lesquelles la conjoncture ne justifiait pas qu'on s'attarde plus longtemps sur ce projet, les promoteurs du TAGS, appuyés par les représentants de l'Alaska au Congrès, exerçaient de fortes pressions pour que soit publiée une déclaration présidentielle autorisant en principe l'exportation à l'étranger de gaz provenant du versant nord. Une telle déclaration est exigée en vertu de l'article 12 de la Loi américaine de 1976 concernant le transport du gaz naturel de l'Alaska, laquelle interdit l'exportation à l'extérieur du Canada ou du Mexique de plus de 1 000 millions de pi³ par jour sans une déclaration expresse du président selon laquelle «ces exportations ne diminueront d'aucune façon la quantité ou la qualité totale d'énergie à la disposition des Etats-Unis ni n'en augmenteront le prix total.»

(Lorsqu'il devint évident que cette proposition jouissait d'appuis grandissants et que l'Economic Policy Council pourrait présenter une recommandation favorable au Président lors d'une réunion prévue pour le mois de juillet, le gouvernement canadien prit diverses mesures pour faire connaître ses préoccupations au sujet des répercussions négatives que pourrait avoir une telle déclaration sur l'achèvement du pipe-line de la route de l'Alaska. Des observations ministérielles furent ainsi transmises au gouvernement américain et le directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, M. Sharp, eut des rencontres avec les sénateurs de l'Alaska et des hauts fonctionnaires de l'administration



## Niveau des exportations de gaz canadien par les embranchements est et ouest

Contrairement à ce qui se passait dans le cas de l'embranchement est, les achats effectués par la Southern California Gas Co. de gaz canadien acheminé par l'embranchement ouest du tronçon préliminaire se sont établis aux volumes maximaux convenus de 240 millions de pi³ par jour. (En mai 1987, la Pan-Alberta annonçait qu'elle demanderait aux organismes de réglementation compétents d'approuver un nouveau contrat prévoyant la vente de volumes équivalents durant une période de 12 ans se terminant en 2012.) Les quantités acheminées par l'embranchement est ont toutefois été substantiellement inférieures aux niveaux convenus en raison de la détérioration du marché déjà mentionnée. De novembre 1985 à octobre 1986, par exemple, les volumes transportés par l'embranchement est ne représentaient que 28 p. 100 de la capacité totale du système.

(À l'été de 1987, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., promoteur principal du projet au Canada, demandait à l'Office national de l'énergie d'approuver un nouveau tarif qui lui permettrait de procéder à des livraisons discontinues de gaz par les embranchements est et ouest. La Pan-Alberta indiquait également qu'elle y déploierait des efforts particuliers pour promouvoir la vente au comptant de gaz acheminé par l'embranchement est afin d'utiliser au maximum sa capacité de transport.)

## État des préparatifs en vue de la deuxième étape et rôle des organismes de réglementation canadien et américain

Dans l'attente d'une amélioration de la conjoncture économique qui permettra de passer à la deuxième étape du gazoduc de la route de l'Alaska, les promoteurs du projet dans les deux pays et les organismes de réglementation créés pour surveiller la planification et la construction n'ont qu'une activité limitée.

Les promoteurs du projet procèdent actuellement à un examen attentif du coût prévu de construction de la seconde étape du gazoduc au Canada et aux États-Unis et de l'usine de conditionnement du gaz sur la baie Prudhoe. Tout laisse croire pour l'instant que les coûts seront beaucoup moindres que prévu en raison de la chute du taux d'inflation et des taux d'intérêt.

## Le projet «Trans-Alaska Gas System»

Les organismes de réglementation mis sur pied dans chaque pays, l'Administration du pipe-line du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis, sont essentiellement en attente. Leur rôle s'est limité à conserver les nombreux dossiers et plans qui pourront servir lorsque la deuxième étape du projet débutera. En outre, chaque organisme suit de près les événements qui risquent d'avoir une incidence sur le gazoduc et intervient, le cas échéant. Le projet de réseau Trans-Alaska dont il est question dans le chapitre qui suit illustre bien le genre d'activités auxquelles ils se livrent.

Peu après que les promoteurs du gazoduc de la route de l'Alaska eurent décidé, en avril 1982, d'interrompre la planification de la deuxième étape des travaux de construction des tronçons septentrionaux en raison d'une détérioration très marquée de la conjoncture économique, des marchés financiers et du secteur de l'énergie, l'ancien gouverneur de l'Alaska, Walter Hickel, commença à promouvoir la recherche de solutions de rechange pour la commercialisation du gaz du versant nord.

Il créa ultérieurement la Yukon Pacific Corporation pour favoriser la mise sur pied d'un réseau appelé Trans-Alaska Gas System (TAGS), ce qui comprenait la construction d'une usine de conditionnement du gaz sur la baie Prudhoe ainsi que d'un gazoduc de 800 milles de long pour transporter les réserves du versant nord jusqu'à Valdez, situé sur la côte sud de l'Alaska, où le gaz serait liquéfié et expédié par méthannier jusqu'au Japon.

À la demande de la Yukon Pacific Co. et des représentants de l'Alaska au Congrès, le Président Reagan, durant une rencontre tenue en 1983, proposa au premier ministre du Japon, M. Nakasone, de publier une déclaration conjointe sur la collaboration entre les deux nations en matière d'énergie, dans laquelle ils inviteraient le secteur privé des deux pays à étudier de concert la faisabilité du projet. Cette étude fut lancée en avril 1985, par la Pacific Yukon et Arco au nom des États-Unis et par l'Institut des questions énergétiques du Japon.

# Faits nouveaux influant sur l'exploitation des tronçons préliminaires du gazoduc et la planification de la deuxième étape des travaux

## Règlement du différend qui mettait en péril l'avenir des tronçons préliminaires

Dans le dernier rapport annuel de l'Administration, il est fait état d'un différend survenu entre la Pan-Alberta Gas Ltd., fournisseur du gaz canadien destiné à l'exportation par les tronçons préliminaires, et la United Gas Pipe Line Co., un des principaux acheteurs américains du gaz acheminé par l'embranchement est, lorsque cette dernière avait annoncé son intention, en février 1986, de réduire substantiellement ses achats futurs.

United, l'une des trois compagnies américaines qui s'étaient engagées à l'origine à se porter acquéreur d'une quantité pouvant atteindre 800 millions de pi³ par jour, avait convenu d'en prendre la part du lion, soit 450 millions de pi³ par jour. Devant la détérioration des marchés, United tenta, en février 1983, d'obtenir une réduction des volumes convenus, en alléguant la force majeure. Les deux autres acheteurs du gaz acheminé par l'embranchement est par Pan-Alberta ayant fait la même demande, une entente prévoyant une réduction substantielle des volumes minimaux que les expéditeurs américains étaient tenus de prendre intervint alors.

En août 1984, United invoqua de nouveau des raisons de force majeure et une nouvelle entente fut conclue en vertu de laquelle le niveau minimal était rabaisé à 150 millions de pi³ par jour. L'expéditeur

américain invoqua la force majeure une nouvelle fois en juillet 1985 et cessa même temporairement d'acheter du gaz canadien, avant de reprendre ses achats jusqu'aux volumes minimaux convenus. En février 1986, elle invoqua à nouveau les conditions du marché pour réduire ses achats quotidiens à 23 millions de pi³. Au cours de rencontres tenues avec des représentants du gouvernement américain en mai et en juin 1986, l'honorable Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, indiqua que les contrats signés constituaient le fondement du financement de l'embranchement est du gazoduc. L'annulation du contrat par la United, souleva-t-il, ne représentait pas seulement une menace à la rentabilité continue des embranchements préliminaires, elle risquait aussi de mettre en péril le financement futur de la seconde étape du projet.

En septembre 1986, la United ayant demandé à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis d'être libérée de ses obligations contractuelles, la Pan-Alberta porta le différend devant le Tribunal d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale. La Pan-Alberta devait par la suite s'entendre avec la United en ce qui concerne la période allant de 1985 au début de 1987. La United convenait notamment de prendre une quantité minimale de 40 millions de pi³ par jour, en contrepartie du versement à la Pan-Alberta de 50 millions de dollars comptant et d'une somme pouvant atteindre 30 millions de dollars sur deux ans, sous la forme d'un rabais au titre du transport. En janvier 1987, la nouvelle entente était soumise à la FERC, qui l'approuvait en juin.

première étape, qui comprend un embranchement au nord de Calgary et se rend jusqu'en Californie et dans le Mid-West. Ces tronçons ont été construits à l'instigation du gouvernement américain dans le but de transporter les surplus de gaz canadiens vers les marchés américains afin de répondre aux besoins urgents de l'époque et de faciliter ultérieurement la construction de la deuxième étape, jusqu'au versant nord de l'Alaska.

Ces événements sont passés en revue dans les pages qui suivent. Les personnes désireuses d'obtenir plus de renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur le tracé du réseau et sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord sont priées de consulter les rapports antérieurs de l'APN.

Américains d'avoir accès aux abondantes réserves de gaz naturel de l'Alaska, continue d'être très prometteur. Ce projet est important pour le bien-être et la sécurité de notre pays sur le plan énergétique et nous attendons avec impatience que les travaux puissent redémarrer.»

Bien que la deuxième étape des travaux de construction soit restée en plan au cours de 1986-1987 en raison des circonstances économiques survenus durant l'année revêtant une grande importance pour le projet dans son ensemble et pour l'exploitation rentable des 2 990 kilomètres (1 860 milles) de tronçons préliminaires du gazoduc construits entre 1980 et 1982, qui représentent le tiers du réseau total proposé. Cette



# Situation générale du gazoduc de la route de l'Alaska

rence provenant d'autres sources d'énergie ont contribué à ralentir la demande de gaz naturel et les réserves disponibles de gaz, ce qu'on a appelé la « bulle », sont toujours excédentaires. En outre, une série de mesures adoptées par les organismes de réglementation en vue de favoriser la concurrence sur le marché ont également exercé des pressions à la baisse sur les prix du gaz. Cependant, malgré le dépérissement actuel du marché, les parraïns, tant canadien qu'américains, du gazoduc de la route de l'Alaska demeurent convaincus qu'un resserrement progressif des marchés américains de gaz devrait permettre, d'ici le début des années 1990, le démarrage de la deuxième étape des travaux de construction, de façon à avoir accès aux réserves du versant nord.

(Dans un rapport publié en juillet 1987, l'American Gas Association fait état d'une forte possibilité que la « bulle » de gaz existante, qui s'établit actuellement à 4 milliards de pi<sup>3</sup>, aura disparu d'ici 1990, en raison surtout de deux facteurs, soit un accroissement de la demande et une chute des approvisionnements disponibles en raison du déclin sérieux qu'ont connu les activités d'exploration.)

L'organisme créé pour régler le projet aux Etats-Unis a aussi contribué à rassurer ses promoteurs quant à l'avenir de la deuxième étape des travaux de construction. Comme le déclarait Theodore J. Garrish, Federal Inspector, dans un rapport destiné au Congrès en février 1987, « la stabilisation des marchés du gaz naturel et l'amélioration des perspectives de finance-ment pour les entités qui participent à la construction du gazoduc devraient donner une nouvelle impulsion aux efforts de construction de la deuxième étape au début des années 1990. L'avenir de l'ANGTS (Alaska Natural Gas Transportation System), qui permettra aux

Comme on s'y attendait, la deuxième étape de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska, soit celle des tronçons septentrionaux devant relier le réseau existant déjà dans le sud aux réserves américaines substantielles que recèle le versant nord de l'Alaska n'a pas progressé durant l'année financière 1986-1987 en raison de l'affaïssissement que connaît-ent toujours les marchés du gaz naturel dans les 48 Etats du sud.

Au cours de cette période, les perspectives se sont améliorées de façon générale dans le secteur de l'énergie suite à la reprise qu'ont connue les prix du pétrole, qui ont gravité autour de 18 \$ à 20 \$ US le baril par rapport à 10 \$ l'année d'avant. Ce revirement sur le front pétrolier n'a toutefois pas été imité dans le secteur du gaz, les marchés américains continuant à se détériorer.

Selon la U.S. Energy Information Administration, la demande de gaz naturel aux Etats-Unis a connu une nouvelle diminution en 1986, passant de 17,3 milliards de pi<sup>3</sup> (bpc) en 1985 à environ 16 milliards de pi<sup>3</sup> et, selon certains chiffres préliminaires, ce déclin s'est poursuivi durant les premiers mois de l'année 1987. En comparaison, la consommation annuelle moyenne aux Etats-Unis de 1975 à 1981 était de 19,5 milliards de pi<sup>3</sup>. Durant l'année financière 1986-1987, les prix sur le marché au comptant américain pour les ventes de gaz à court terme, lequel joue un rôle de plus en plus important, ont continué de diminuer pour atteindre les plus bas niveaux enregistrés depuis le début des années 1970.

La léthargie du marché du gaz aux Etats-Unis semble attribuable à plusieurs facteurs. En premier lieu, les mesures d'économie d'énergie et la concu-



## Table des matières

Page	
1	Situation générale du gazoduc de la route de l'Alaska .....
3	Faits nouveaux influant sur l'exploitation et la planification de la deuxième étape des travaux .....
3	Règlement du différend qui mettait en péril l'avenir des tronçons prélimi- naires.....
4	Niveau des exportations de gaz canadien par les embranchements est et ouest .....
4	Etat des préparatifs en vue de la deuxième étape et rôles des organismes de réglementation canadien et américain.....
4	Le projet « Trans-Alaska Gas System» .....
7	<b>Finances, personnel et langues officielles .....</b>
7	Finances et personnel.....
7	Plan des langues officielles .....
9	Rapport au Vérificateur général du Canada .....

### Ottawa—Siège social

L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Les Tours Centennial (poste 210)

200, rue Kent

Ottawa, (Ontario)

K1A 0E6





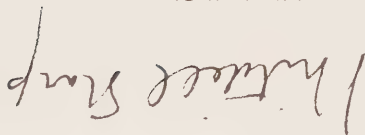
Ottawa, Ontario  
le 31 décembre 1987

Monsieur le Ministre,

Je vous soumetts ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1987, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



Mitchell Sharp

L'hon. John C. Crosbie, c.p., député  
Ministre des Transports et Ministre  
responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)

ISBN 0-662-55616-X

N° de cat. C88-1/1987

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988



# RAPPORT ANNUEL 1986-1987



**RAPPORT ANNUEL**  
**1986-1987**

**ADMINISTRATION**  
**DU PIPE-LINE**  
**DU NORD**



CA  
NP  
- A56

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1987-1988**

Canada





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1987-1988**



© Minister of Supply and Services Canada 1988

Cat. No. C88-1/1988

ISBN 0-662-56384-0

Ottawa, Ontario.  
December 31, 1988.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1988, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*. During the period covered by this report, the Honourable Mitchell Sharp, whom I succeeded on June 1, 1988, carried out the duties of Commissioner. Accordingly, I have consulted with Mr. Sharp on the preparation of this report to ensure that it benefits from his 10 years of distinguished public service as the first Commissioner of the Northern Pipeline Agency.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to be 'G.E. Shannon', with a stylized, flowing script.

G.E. Shannon

The Honourable Donald Mazankowski, P.C. M.P.,  
Deputy Prime Minister  
President of the Queen's Privy Council and  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.





---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
<b>Developments Involving Operations of the Pre-Build and Planning for Second-Stage Construction of the Pipeline .....</b>	<b>3</b>
Major Revisions in Second-Stage Pipeline Design and Substantially Reduced Cost Estimates .....	3
Current and Prospective Increases in Exports of Canadian Gas through the Eastern and Western Legs .....	4
The Role of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies .....	5
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>7</b>
Finance and Personnel .....	7
Official Languages Plan .....	7
<b>Appendix</b>	
Report of the Auditor General of Canada .....	9

### **Ottawa—Head Office**

Mr. G.E. Shannon, Commissioner,

Centennial Towers (Station 210),  
200 Kent Street,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0E6



---

# Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

A number of developments emerged during the course of the 1987-88 fiscal year that had significant implications both for the operations of the first stage of the Alaska Highway Natural Gas Pipeline and prospects for proceeding with second-stage construction of the project to link U.S. gas reserves on the North Slope of Alaska with markets in the western and mid-western states.

Dominating the picture was the multiplicity of signs indicating a marked resurgence in the U.S. gas market for the first time since the onset of a severe slump in 1982. As a result of that slump, which coincided with the emergence of a deep economic recession in North America and abroad, sponsors of the project were forced to defer plans for proceeding with the second-stage link to connect gas from Prudhoe Bay with the pre-built Eastern and Western Legs already completed by that year in both countries for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to U.S. markets.

The strengthening of the market south of the border appeared to be due in part to demand created by continuing economic growth and to more severe climatic conditions than usual. Prolonged periods of cold weather in a number of parts of the country during the winter brought about an upsurge in demand. In fact, the major distributor of gas in southern California was briefly forced to curtail gas deliveries to some of its lower priority customers because of a shortage of supplies to meet demand, recalling the widespread curtailments of the winter of 1976-77 that provided the most dramatic evidence of a then-emerging supply crisis in the United States. (During the summer months of 1988, gas supplies also continued to run at a high level to satisfy the power required for air conditioning as a result of periods of unusually hot weather.)

Another important factor affecting the tightening of the U.S. gas market, and one of potentially greater significance for the longer term, was an unanticipated shortfall in the ability of the U.S. supply system to meet the increase in demand. In a report issued early in 1988, Cambridge Energy Research Associates, a highly-regarded private group of energy analysts, concluded: "The market is ... signalling a longer-term trend of critical importance: gas deliverability in the offshore Gulf of Mexico declined significantly in the second half of 1987."

The result of these developments was to reinforce the gathering consensus that the 'bubble' of surplus gas available for delivery from reserves in the lower 48 states that for several years has been depressing the market south of the border was being significantly reduced. It is the existence of this bubble that has ruled out any prospect for obtaining the competitive market conditions required to clear the way for completion of the Alaska Highway Pipeline and the delivery of U.S. gas from Prudhoe Bay to the lower 48 states. (In a study issued in July, 1988, the American Gas Association estimated that the excess supply of deliverable gas would be reduced to around 1.5 trillion cubic feet (45.5 billion cubic metres) by the end of 1988 and essentially disappear by 1990.)

For Canada, the marked turnaround in the U.S. market resulted in a dramatic increase in natural gas exports. A good portion of the increase represented sales of interruptible gas on a spot basis at prices that were substantially above the depressed levels prevailing in recent years. (Between the beginning of the 'gas year' in November, 1987, and June, 1988, it was estimated that Canadian exports were running at a rate of nearly 50 per cent above the same period a



year ago.) In addition, there were also indications of a renewed interest within the industry in contracting for new gas supplies on a long-term basis, including supplies from Canada.

For the pre-built Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline, the strengthening of the U.S. market resulted in a substantially increased throughput of Canadian gas for export to California and the mid-west during the course of the fiscal year. While much of this increase represented short-term sales, there were also developments—actual and potential—involving increased export of gas through the system on a longer term basis, as outlined further in a later section.

The resurgence in the gas market and the continuing decline in the gas supply bubble during 1987-88 were in line with developments that the American and Canadian sponsors of the Alaska Highway project have long considered were a prerequisite for proceeding in the early 1990s with completion of the second-stage link to U.S. gas on the North Slope of Alaska. In addition, however, they were convinced that the economic feasibility of the project was considerably enhanced by proposed changes in pipeline design and revised estimates that resulted in a major reduction in projected second-stage costs—as more fully explained in a following section. (As briefly outlined later also, an application filed in September, 1988, with the National Energy Board by Esso Resources Canada Ltd. and Shell Canada Ltd. for the exports of some 169 billion cubic metres of gas (6 trillion cubic feet) from the Mackenzie Delta Region over a 20-year period has further potential significance for second-stage construction of the Alaska Highway Pipeline.)

One cloud on what appeared to be the otherwise brightening prospects for completion of the Alaska Highway Pipeline took the shape of a finding by the President in January, 1988, that effectively cleared away a major legal roadblock to the offshore export of U.S. gas reserves on the North Slope of Alaska. The decision was made at the urging of the Yukon Pacific Corporation, which has been promoting the development of a Trans-Alaska Gas System (TAGS) for the export of North Slope gas in liquified form to Japan and other Asian countries—as explained in last year's annual report of the Northern Pipeline Agency.

In addition to the objections to the decision registered by the sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline in both countries, the Canadian government also stated its opposition to the move. It contended that the 1977 agreement between the two countries for joint undertaking of the project clearly rested on the reservation of existing North Slope gas supplies for delivery through the pipeline. In his finding, however, President Reagan expressed his belief that the removal of legal restrictions on offshore exports of North Slope gas should not hinder completion of the Alaska Highway pipeline system. He noted that his Administration supported the timely economic development of Alaska natural resources and had “removed all regulatory barriers to the private sector's expeditious completion” of the pipeline project. As of the end of the fiscal year, the application by Yukon Pacific for an export permit remained to be dealt with.

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the route, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to the Agency's annual reports prior to 1985-86.

---

# Developments Involving Operations of the Pre-build and Planning for Second-stage Construction of the Pipeline

---

---

## Major Revisions in Second-Stage Pipeline Design and Substantially Reduced Cost Estimates

---

Throughout the fiscal year, sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada and the United States undertook an intensive review both of the initial design of the second stage of the system and of the detailed cost estimates that were last made in 1982.

Canadian and U.S. regulatory authorities were briefed on the outcome of this review in the latter part of the fiscal year and the results were announced publicly by the two sponsors—Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. in Canada and Northwest Alaskan Pipeline Co., head of the consortium for construction of the Alaskan portion of the system—in early June, 1988.

In terms of January, 1988, U.S. dollars, the sponsors calculated that the total cost of the entire system, including the first stage of the project, would now come to \$14.6 billion, a reduction of 45 per cent from the \$26.1 billion estimate made in 1982 (as adjusted to put the earlier estimate into 1988 dollar terms). For a pipeline in service by November, 1995, it was estimated that the actual cost would amount to approximately \$22.5 billion.

Foothills concluded that on a 1988 U.S. dollar basis, costs of the total system in Canada would amount to \$5.6 billion, down from the earlier projection of \$8.2 billion. In Alaska, the U.S. sponsor anticipated costs would be reduced from \$15.6 billion to \$7.2 billion.

As a result of this substantial reduction in projected capital costs, the two companies estimated that average transportation costs to the lower 48 states over a 10-year period—again in 1988 dollars—would amount to approximately \$3.05 per million British Thermal Units (BTUs), which is roughly equivalent to 1,000 cubic feet of natural gas.

“On the timing of the project, it is Foothills’ view that the system will be operational in the mid to late 1990s,” the Canadian company stated in its public announcement of the revised design and cost estimates. “With the new cost estimates for the project, Foothills is convinced additional supplies of natural gas will be required in the lower 48 states by that time and can be delivered at a market clearing price. In addition, the replacement of imported oil by secure U.S. gas supplies cannot be ignored. The initial gas throughput of the ANGTS (Alaska Natural Gas Transportation System) would be equivalent to 400,000 barrels of oil per day, ultimately increasing to 600,000 barrels per day.”

Both the revisions in the nature of the system and in costs estimates resulted in part from technological advances that have been made in recent years in the design of pipelines and from the new knowledge acquired from extensive field testing programs, the sponsors stated. One of the major design changes relates to pipe size and planned operating pressure.

Initial plans called for pipe with an outside diameter of 1 219 millimetres (mm) (48 inches) from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to Whitehorse in

Yukon and of 1 422 mm (56-inch) diameter from Whitehorse to Caroline, Alberta, the point at which the line divides into the existing Eastern and Western Legs. These segments were intended to operate under pressures of 1260 and 1080 pounds per square inch (psi), respectively. Under the revised design, the diameter of the line to Whitehorse from Prudhoe Bay would be 1 067 mm (42 inches) and the segment from Whitehorse to Caroline would be 1 219 mm (48 inches). While the diameter of each segment of pipe would be smaller, the pressure would be significantly higher—2160 psi on the section from the North Slope to Whitehorse and 1680 psi on the section from there to Caroline. In addition, the sponsors projected an increase in the initial throughput capacity of the system from the initial estimate of around 60 million cubic metres per day (2.1 billion cubic feet per day) to approximately 65 million cubic metres per day (2.3 bcf/d).

The sponsoring companies listed a number of factors that contributed to the reduction in estimated construction costs. These included significant changes in the economic climate since the early 1980s; a shorter construction schedule; incorporation of results from project test sites in Canada and the United States; advancement in pipeline design; improved welding productivity; more traditional owner/contractor functions; greater use of existing communications systems; and a reduction in funds provided for contingencies.

(As noted earlier, some further evidence of renewed interest in the possibility of exporting Arctic natural gas to southern markets was provided by the joint application submitted to the National Energy Board in September, 1988, for licences to export up to 169 billion cubic metres (6 trillion cubic feet) of Canadian reserves from the Mackenzie Delta Region to the United States over a 20-year period. While the two Canadian applicants—Esso Resources Canada Ltd. and Shell Canada Ltd.—lacked firm contracts for the purchase of the gas, they said they had entered into “Precedent Agreements” with two potential U.S. buyers—Enron Corp. and Texas Eastern Transmission Corp. The Canadian gas reserve owners explained that they were applying for an export permit because of the long lead time of at least eight years that would be required to finalize marketing, transportation and financing arrangements, obtain all necessary regulatory approvals, and complete construction of pipeline facilities. On that basis, they concluded that gas could be available for delivery beginning in November, 1996, at the earliest.

(Esso and Shell left open the question of how the proposed export of gas might be transported from the Arctic to the South. The Canada-U.S. agreement of

1977 on the Alaska Highway Gas Pipeline Project makes provision for the transportation of Canadian gas from the Mackenzie Delta Region via a so-called Dempster Lateral, which would hook up with the main line of the system at Whitehorse. Foothills submitted an application for approval of this lateral to the National Energy Board in 1979, in keeping with an agreement with the federal government, but consideration of that application remains suspended. In its own application, Esso recognized that new pipeline facilities would be required to link Delta gas supplies with existing transportation systems in the South. But the company said it would only decide on the nature of those arrangements after it had determined the volumes and export points of the gas. Esso said it was prepared to play a leading role in developing a new system “if an independent company is unable to offer satisfactory and competitive transportation service in a timely manner.”)

---

### **Current and Prospective Increases in Exports of Canadian Gas through the Eastern and Western Legs**

---

In line with the general increase in demand for Canadian gas referred to earlier, exports of supplies through the Eastern and Western Legs rose sharply during the fiscal year, in part because of a substantial increase in demand for Canadian gas on a spot or short-term basis.

On the Western Leg, exports for some years have amounted to the maximum contracted demand of some 6.8 million cubic metres of gas a day (240 million cubic feet daily—mmcf/d). During the 1987-88 fiscal year, throughput on the Western Leg averaged some 7.5 million cubic metres a day (266 mmcf/d) as a result of additional exports on a short-term basis. In May, 1987, the federal Energy Regulatory Commission (FERC) in the United States authorized an increase in the contract capacity of the Western Leg to some 8.5 million cubic metres per day (300 mmcf/d). In Canada, the National Energy Board authorized an increase in exports under its procedures governing short-term exports.

The Western Leg was also a major focal point during the year as a result of an application to the NEB in May, 1987, by Pan-Alberta Gas Ltd. for a licence to extend substantially its exports through the pipeline system to the Southern California Gas Co. (SoCal) via the Pacific Interstate Transmission Co. (PIT). The subsequent hearing conducted by the Board on this



application was the first to be governed by the new market-based criteria established by the NEB in a decision issued in September, 1987.

In its application, Pan-Alberta asked the Board to approve an extension of its then-existing licence from October, 1996, to October, 2012, a total of 16 years. It also sought approval for an increase in the total volume of gas exportable under the licence of 45.6 billion cubic metres (1.6 tcf) to a maximum of 73.6 billion cubic metres (2.6 tcf). (In the Reasons for Decision issued in July, 1988, the NEB essentially approved Pan-Alberta's application. It stipulated, however, that rather than extending it, the existing licence would be revoked and a new licence issued to provide for the export to SoCal of 59.7 billion cubic metres (2.1 tcf) over the 24-year period to 2012. The decision also provided for the export in any one day of up to 7.5 million cubic metres (264 mmcf). "The Board is of the view that the new licence will ensure continued high load factor sales into what has proved to be a reliable export market for Canadian gas," the NEB asserted in its report.)

Contributing significantly to the potential for greatly increased throughput of gas via the Eastern Leg was the approval by the National Energy Board in December, 1987, of an application submitted by Foothills the previous June for the institution of interruptible service. The NEB agreed to authorize the company to transport gas through the Saskatchewan segment of the Eastern Leg in Canada on an interruptible basis and directed that the toll be designed to cover the cost of two tiers of such service, depending on the load factor. (In subsequent decisions, the Board authorized progressive reductions in three stages for the toll provided for each tier.)

Between April 1, 1987, and March 31, 1988, exports through the Eastern Leg amounted to 17.8 million cubic metres a day (628.3 mmcf/d), about 4 per cent of which was accounted for by gas sold on an interruptible basis. This volume of throughput amounted to 64 per cent of the total load factor on the Eastern Leg, which compares with throughput at 23 per cent of load factor in the same period the year before.

While the average volume throughput on the Eastern Leg remained below existing capacity, in November, 1987, Northern Border Pipeline Ltd., which makes up the Eastern Leg of the system in the United States, applied to the FERC for authorization to undertake a major expansion in the throughput capacity and the reach of the pipeline. It proposed to extend the existing line from its present termination point at Ventura, Iowa, to Tuscola, Illinois, a distance of some 600

kilometres (370 miles). Northern Border also sought to add sufficient compression to increase the transportation capacity of the present line by some 21 million cubic metres of gas daily (740 mmcf/d) to a new maximum of 51.5 million cubic metres daily (1.8 bcf/d). Proposed compression facilities would make possible a maximum throughput on the addition of some 34 million cubic metres (1.2 bcf/d). Northern Border indicated that it expected a substantial proportion of the increased throughput to come from Canada. In the absence of firm supply and demand contracts, however, no application was submitted to the National Energy Board during the fiscal year for the necessary authority to expand the export capacity of the Eastern Leg in Canada.

---

### **The Role of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies**

---

As has been the case for some years, the function of the regulatory agencies established in each country to oversee the planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline—the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States—has essentially been reduced to a stand-by role. As noted in the previous annual report, this has basically involved maintenance of extensive files, records and plans that will be required as and when the second stage of the project is reactivated. In addition, both agencies continue to monitor and, where required, to intervene in cases where there are developments that have an actual or potential impact on either the pre-built Eastern and Western Legs or the second-stage segment of the project.

In a regular half-yearly report to Congress in February, 1987, Theodore J. Garrish, the U.S. Federal Inspector, noted that all of the field offices of the OFI had been closed down and that the remaining functions of the OFI were being carried out under an administrative support agreement with the Department of Energy. "It is anticipated that Phase II construction efforts will be remobilized in the early 1990s as natural gas markets stabilize and financing prospects improve for the entities participating in project construction," Mr. Garrish stated in his report to Congress. "The ANGTS project continues to offer great promise in making available to America abundant supplies of Alaska natural gas. This project is important to this nation's energy health and security, and we look forward to its full remobilization."

During the course of the fiscal year 1987-88, the staff of the Northern Pipeline Agency remained minimal, with only one member employed on a full-time basis and the Commissioner and Senior Financial Officer serving only on a part-time basis. As in the past, all project-related expenses incurred by the NPA or other government departments and agencies, were reimbursed by the Canadian sponsor.

Throughout the year, the Hon. John C. Crosbie, Minister of Transport, continued to maintain ministerial responsibility for the Northern Pipeline Agency. (The Hon. Benoît Bouchard became Minister responsible for the NPA on April 1, 1988, at the same time as he succeeded Mr. Crosbie as Minister of Transport. On June 1, 1988, the Honourable Donald Mazankowski, Deputy Prime Minister and President of the Privy Council—and

subsequently also the Minister of Agriculture—again assumed responsibility for the NPA. Mr. Mazankowski previously held this same portfolio from September 17, 1984, to June 30, 1986. As pointed out in the letter of transmittal of this annual report to Mr. Mazankowski, G.E. Shannon, Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs, succeeded Mitchell Sharp on June 1, 1988, as Commissioner of the Northern Pipeline Agency, a position in which he served for a period of just over 10 years following the creation of the Agency by Parliament through the *Northern Pipeline Act* in the spring of 1978. As a consequence of this change, it is anticipated that the offices of the Northern Pipeline Agency will be relocated by the spring of 1989 in the Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.)

---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1988, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1987-88 provided \$518,000 and two person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$225,000. At year-end only three employees were on staff, of whom two were on a part-time basis. The National Energy Board provides finance and personnel services, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regula-

tions made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, \$303,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the Northern Pipeline Act, of which \$180,000 related to prior year costs. In addition, \$28,000 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.







AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1988. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1988 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read "D.L. Meyers".

D.L. Meyers, F.C.A.  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
August 15, 1988

# NORTHERN PIPELINE AGENCY

## Statement of Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1988

	<u>1988</u>	<u>1987</u>
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	\$ 144,333	\$ 353,877
Rentals	36,510	34,430
Professional and special services	33,858	32,575
Travel and communications	4,049	12,580
Information	3,178	3,473
Materiel and supplies	1,666	1,806
Acquisition of Equipment	1,199	—
Other	185	1,850
Repair and upkeep	80	—
	<u>225,058</u>	<u>440,591</u>
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd. (Note 4)	303,487	135,307
Secondment of Agency staff	—	105,849
Easement fees	27,594	27,594
Other recoveries	178	2,153
	<u>331,259</u>	<u>270,903</u>
Excess of expenditures over receipts (Excess of receipts over expenditure)	<u>\$ (106,201)</u>	<u>\$ 169,688</u>

Approved by:

  
\_\_\_\_\_  
Commissioner

  
\_\_\_\_\_  
Senior Financial Officer



## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### **Notes to Statement of Expenditure and Receipts** **March 31, 1988**

---

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### 3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	<u>1988</u>	<u>1987</u>
Parliamentary appropriations		
Transport		
Vote 90 (Vote 70 in 1987)—Program expenditure	\$ 485,000	\$600,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	33,000	45,000
	<hr/> 518,000	<hr/> 645,000
Amount not required	292,942	204,409
	<hr/> \$ 225,058	<hr/> \$440,591
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	<u>1988</u>	<u>1987</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$ 225,058	\$ 440,591
* Adjustment in respect of employee benefits	(16,300)	(16,592)
Adjustment for nonrecoverable costs	—	(10,671)
Secondment of Agency staff	—	(105,849)
Other recoveries	—	(1,141)
	<u>208,758</u>	<u>306,338</u>
Current year's costs recovered in previous year	—	(18,624)
Excess recovery of costs in the current year	—	—
Prior year costs recovered in the current year	180,001	—
Prior year's adjustment recognized in current year	—	27,594
Cost to be recovered in the following year	(85,272)	(180,001)
	<u>\$ 303,487</u>	<u>\$ 135,307</u>

\* The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1988 have been adjusted accordingly.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1988 are estimated at \$27,255 (1987—\$21,500).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1988 are estimated at \$22,400 (1987—\$35,000).

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back and all parties were to scale down their activities.









#### 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.



4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1988	1987
Frais recouvrables au titre de l'exercice	\$ 225,058	\$ 440,591
Dépenses de l'exercice	(16,300)	(16,592)
* Rajustement au titre des prestations aux employés	—	(10,671)
Rajustement d'employés de l'Administration	—	(105,849)
Autres recouvrements	—	(1,141)
Frais du présent exercice recouvrés au cours de l'exercice précédent	—	(18,624)
Frais recouvrés en trop au cours du présent exercice	—	—
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	180,001	—
Rajustement de l'exercice précédent reconnu au cours du présent exercice	—	27,594
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(85,272)	(180,001)
	\$ 303,487	\$ 135,307

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13 % du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais payés au 31 mars 1988 sont évalués à \$27,255 (\$21,500 en 1987).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais payés, incluant les coûts de réinstallation, au 31 mars 1987 sont évalués à \$22,400 (\$35,000 en 1987).

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

## Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1988

### 1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

#### Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

### 3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1988	1987
Crédits parlementaires		
Transport		
Crédit 90 (Crédit 70 en 1987)—Dépenses	\$ 485,000	\$ 600,000
Statutaire—Contributions aux régimes	33,000	45,000
d'avantages sociaux des employés		
Montant non requis	518,000	645,000
	292,942	204,409
	\$ 225,058	\$ 440,591







AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Le Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1988. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1988 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le Vérificateur général du Canada

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D.L. Meyers'.

D.L. Meyers, F.C.A.  
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 15 août 1988



# Finances, personnel et langues officielles

paragraphe 46.1(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Pendant l'année, 303 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord; 180 000 \$ de ce montant ayant trait à des dépenses de l'année précédente. En plus, des droits de servitude de 28 000 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique et n'est pas assujettie à la Loi sur l'emploi dans la Fonction publique, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.

## Finances et personnel

L'article 12 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1988.

En 1987-88, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 518 000 \$ et le nombre d'années-personnes autorisées était de 3. Les dépenses pour l'année se sont élevées à 225 000 \$. A la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que trois employés, dont deux travaillant à temps partiel. L'Office national de l'énergie fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du



minimal, un seul membre travaillant à temps plein et le directeur général et l'agent financier supérieur n'étant qu'à temps partiel. Comme par le passé, toutes les dépenses liées au projet engagées par l'Administration ou d'autres ministères et organismes étaient remboursées par le parrain canadien.

Tout au long de l'année, l'hon. John C. Crosbie, ministre des Transports, a conservé la responsabilité ministérielle de l'Administration du pipeline du Nord. (L'hon. Benoit Bouchard est devenu ministre responsable de l'APN le 1<sup>er</sup> avril 1988, en succédant à M. Crosbie à titre de ministre des Transports. Le 1<sup>er</sup> juin 1988, l'honorable Donald Mazankowski, Vice-premier ministre et président du Conseil privé—et sub-séquemment aussi ministre de l'Agriculture—a assumé de nouveau la responsabilité de l'Administration. M. Mazankowski avait préalablement détenu ce même portefeuille du 17 septembre 1984 au 30 juin 1986. Comme il le signale dans la lettre d'envoi du présent rapport annuel à M. Mazankowski, G. E. Shannon, sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire d'Etat associé aux Affaires extérieures, a succédé à Mitchell Sharp le 1<sup>er</sup> juin 1988 en tant que directeur général de l'Administration du pipeline du Nord, poste que M. Sharp a occupé pendant un peu plus de 10 ans, dès la création de cet organisme par le Parlement en vertu de la *Loi sur le pipeline du Nord* au printemps de 1978. Par suite de ce changement, on s'attend à ce que l'Administration du pipeline du Nord se réinstalle avant le printemps de 1989 dans l'immeuble Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

l'Administration du pipeline du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis, sont essentiellement en attente. Comme nous l'avons noté dans notre dernier rapport annuel, leur rôle se limite essentiellement à tenir les nombreux dossiers et plans qui pourront servir lorsque la deuxième étape du projet débutera. En outre, chaque organisme continue de suivre de près les événements qui risquent d'avoir un effet sur les embranchements est et ouest ou sur la deuxième étape du projet, et il intervient le cas échéant.

Dans son rapport semestriel au Congrès pour février 1987, Theodore J. Garrish, l'inspecteur fédéral des États-Unis, a affirmé que tous les bureaux régionaux de l'OFI avaient été fermés et que cet office remplissait ses dernières fonctions en vertu d'une entente de soutien administratif avec le Department of Energy. «La stabilisation des marchés du gaz naturel et l'amélioration des perspectives de financement pour les entités qui participent à la construction du gazoduc devraient donner une nouvelle impulsion aux efforts de construction de la deuxième étape au début des années 1990», a affirmé M. Garrish dans son rapport. «L'avenir de l'ANGST (Alaska Natural Gas Transportation System), qui permettra aux Américains d'avoir accès aux abondantes réserves de gaz naturel de l'Alaska, continue d'être très prometteur. Ce projet est important pour le bien-être et la sécurité de notre pays sur le plan énergétique et nous attendons avec impatience que les travaux puissent redémarrer.»

Pendant l'année financière 1987-1988, l'Administration du pipeline du Nord a conservé un personnel

l'embranchement est qui transversait la Saskatchewan pour transporter du gaz à titre discontinu et il a exigé que le tarif soit calculé de façon à couvrir le coût des deux paliers d'un tel service, selon le facteur de puissance. (Dans des décisions subséquentes, l'Office a autorisé des réductions graduelles en trois étapes du tarif prévu à chaque étape.)

Entre le 1<sup>er</sup> avril 1987 et le 31 mars 1988, les exportations au moyen de l'embranchement est s'élevaient à 17,8 millions de mètres cubes par jour (628,3 millions de p<sup>3</sup>), dont environ 4 p. 100 étaient vendues à titre discontinu. Ces exportations représentaient 64 p. 100 du facteur total de puissance de l'embranchement est, alors que, pendant la même période l'année précédente, les exportations équivalaient à 23 p. 100 du facteur de puissance de cet embranchement.

Bien que le volume moyen transporté par l'embranchement est restait inférieur à la capacité existante, en novembre 1987, la Northern Border Pipeline Ltd., qui exploite l'embranchement est du réseau aux États-Unis, a demandé à la FERC l'autorisation d'augmenter nettement la capacité de transport et l'envergure du gazoduc. Elle a proposé en particulier de prolonger le réseau existant, qui se terminait alors à Ventura (Iowa), jusqu'à Tuscola (Illinois), soit une distance d'environ 600 kilomètres (370 milles). La Northern Border désirait aussi ajouter suffisamment de compression pour augmenter la capacité de transport du système existant de quelque 21 millions de mètres cubes de gaz par jour (740 millions de p<sup>3</sup>), soit un nouveau maximum de 51,5 millions de mètres cubes par jour (1,8 milliard de p<sup>3</sup>). Les installations de compression proposées auraient permis le transport d'environ 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de p<sup>3</sup>) de plus au maximum. La Northern Border a indiqué qu'elle s'attendait à ce qu'une partie considérable du volume accru provienne du Canada. En l'absence de contrats fermes touchant l'offre et la demande, cependant, aucune demande n'a été présentée à l'Office national de l'énergie pendant l'année financière en vue d'obtenir l'autorisation requise pour élargir la capacité en matière d'exportation de l'embranchement est au Canada.

## Le rôle des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis

Comme c'est le cas depuis quelques années, les organismes de réglementation mis sur pied dans chaque pays pour surveiller la planification et la construction du gazoduc de la route de l'Alaska, à savoir

de mètres cubes de gaz par jour (240 millions de p<sup>3</sup>). Pendant l'année financière 1987-1988, les exportations supplémentaires à court terme ont porté le volume moyen acheminé par cet embranchement à environ 7,5 millions de mètres cubes par jour (266 millions de p<sup>3</sup>). En mai 1987, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) aux États-Unis a autorisé une augmentation qui a porté la capacité convenue de l'embranchement ouest à quelque 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de p<sup>3</sup>). Au Canada, l'Office national de l'énergie a autorisé une augmentation des exportations en vertu de ses procédures régissant les exportations à court terme.

L'embranchement ouest a également constitué un point de mire pendant l'année à cause de la demande présentée à l'ONE en mai 1987 par la Pan-Alberta Gas Ltd. en vue d'obtenir un permis l'autorisant à augmenter nettement les quantités qu'elle acheminait, au moyen du gazoduc, à la Southern California Gas Co. (SoCal) par l'entremise de la Pacific Interstate Transmission Co. (PIT). L'audience subséquente tenue par l'Office concernant cette demande était la première à tomber sous le coup des nouveaux critères fondés sur le marché que l'ONE avait établis dans une décision datée de septembre 1987.

Dans sa demande, la Pan-Alberta a demandé à l'Office de prolonger son permis, qui expirait alors en octobre 1996, jusqu'en octobre 2012, soit un total de 16 années. Elle a également demandé l'autorisation de porter le volume total de gaz exportable en vertu de ce permis, à savoir 45,6 milliards de mètres cubes (1,6 billion de p<sup>3</sup>), à un maximum de 73,6 milliards de mètres cubes (2,6 billions de p<sup>3</sup>). (Dans les motifs de décision publiés en juillet 1988, l'ONE a essentiellement approuvé la demande de la Pan-Alberta mais, plutôt qu'autoriser une prolongation, il a ordonné la révocation du permis existant et l'octroi d'un nouveau permis autorisant l'exportation à la SoCal de 59,7 milliards de mètres cubes (2,1 billions de p<sup>3</sup>) pendant la période de 24 ans se terminant en 2012. La décision permettait aussi l'exportation quotidienne d'au plus 7,5 millions de mètres cubes (264 millions de p<sup>3</sup>). Dans son rapport, l'ONE a affirmé être d'avis que le nouveau permis assurerait la poursuite de ventes d'envergure dans ce qui était devenu un marché d'exportation fiable pour le gaz canadien.)

L'approbation par l'Office national de l'énergie en décembre 1987 d'une demande présentée par la Foot-hills en juin de cette même année en vue d'établir un service discontinu a contribué grandement au volume de gaz qui pourrait être éventuellement acheminé au moyen de l'embranchement est. L'ONE a accepté d'autoriser l'entrepris



Ltée, n'avaient pas obtenu de contrat ferme visant l'achat du gaz, ils ont affirmé avoir conclu des «ententes établissant un précédent» avec deux acheteurs américains éventuels, la Enron Corp. et la Texas Eastern Transmission Corp. Les propriétaires des réserves de gaz canadiennes ont expliqué qu'ils demandaient un permis d'exportation parce qu'il leur faudrait au moins huit ans pour prendre tous les arrangements en matière de marketing, de transport et de financement, obtenir toutes les approbations requises et achever la construction du gazoduc. Ils ont donc conclu que les livraisons pourraient commencer en novembre 1996 au plus tôt.

(Esso et Shell n'ont pas expliqué comment ils entendaient transporter vers le Sud les exportations proposées de l'Arctique. L'accord canado-américain de 1977 concernant le gazoduc de la route de l'Alaska envisage la possibilité de transporter le gaz canadien de la région du Delta du Mackenzie au moyen d'un embranchement appelé l'embranchement Dempster qui se raccorderait au tronçon principal du système à Whitehorse. En 1979, la Footills a demandé à l'Office national de l'énergie d'approuver cet embranchement, conformément à une entente avec le gouvernement fédéral, mais l'étude de cette demande reste en suspens. Pour sa part, Esso a reconnu dans sa demande qu'un nouveau gazoduc serait requis pour relier les réserves de gaz du Delta aux réseaux de transport existants du Sud. Mais il a ajouté qu'il ne déciderait de la nature de ces arrangements qu'après avoir déterminé les volumes et les points d'exportation du gaz à exporter. Esso a indiqué qu'il était disposé à jouer un rôle prépondérant dans l'élaboration d'un nouveau système «si une entreprise indépendante est incapable d'offrir un service de transport satisfaisant et compétitif dans les délais visés».)

### Augmentations courantes et éventuelles des exportations de gaz canadien par les embranchements est et ouest

De concert avec l'accroissement général de la demande de gaz canadien mentionné plus tôt et en partie à cause d'une nette augmentation des ventes au comptant ou à court terme du gaz canadien, il y a eu une hausse considérable des exportations par les embranchements est et ouest pendant l'année financière.

Depuis plusieurs années, les exportations au moyen de l'embranchement ouest correspondent à la demande maximale convenue de quelque 6,8 millions

Selon les parrains, les modifications à la nature du système et aux estimations des coûts découlaient des progrès technologiques qui étaient survenus dans la conception des gazoducs au cours des dernières années de même que des nouvelles connaissances qui avaient été acquises pendant des essais d'envergure sur les lieux. Un des principaux changements à la conception du réseau concerne le gabarit des tuyaux et la pression de fonctionnement prévue.

Les plans initiaux prévoyaient l'installation de tuyaux ayant un diamètre extérieur de 1 219 millimètres (mm) (48 pouces) entre la baie Prudhoe au versant nord de l'Alaska et Whitehorse au Yukon et de 1 422 mm (56 pouces) entre Whitehorse et Caroline (Alberta), le point où le réseau se divise pour former les embranchements est et ouest. Ces tronçons étaient censés fonctionner sous des pressions de 1 260 et 1 080 livres par pouce carré (psi) respectivement. Les plans révisés ramèneraient à 1 067 mm (42 pouces) le diamètre du tronçon entre Whitehorse et la baie Prudhoe et à 1 219 mm (48 pouces) celui du tronçon entre Whitehorse et Caroline. Le diamètre de chacun de ces tronçons serait plus petit, mais la pression serait beaucoup plus forte, à savoir 2 160 psi entre le versant nord et Whitehorse et 1 680 psi entre Whitehorse et Caroline. De plus, les parrains envisageaient une augmentation dans la capacité de transport initiale du système, laquelle passerait d'environ 60 millions de mètres cubes par jour (2,1 milliards de pi<sup>3</sup>) à environ 65 millions de mètres cubes par jour (2,3 milliards de pi<sup>3</sup>).

Les parrains ont énuméré un certain nombre de facteurs qui avaient contribué à réduire les frais de construction prévus. Ces derniers englobaient des changements importants dans la conjoncture économique depuis le début des années 1980; des délais de construction réduits; les résultats d'essais effectués au Canada et aux États-Unis; les progrès dans la conception des gazoducs; une productivité accrue en matière de soudage; l'exercice des rôles plus traditionnels de propriétaire et d'entrepreneur; le recours accru aux systèmes de communication existants; et une diminution des fonds fournis en cas d'urgence.

(Comme nous l'avons indiqué plus tôt, une preuve supplémentaire de l'intérêt renouvelé porté à la possibilité d'exporter le gaz naturel de l'Arctique vers les marchés du Sud a été apportée par la demande conjointe présentée à l'Office national de l'énergie en septembre 1988 en vue d'obtenir des permis touchant l'exportation pendant 20 ans d'au plus 169 milliards de mètres cubes (6 billions de pieds<sup>3</sup>) de gaz des réserves canadiennes de la région du Delta du Mackenzie aux États-Unis. Alors que les deux requérants canadiens, à savoir Esso Ressources Canada Ltée et Shell Canada



# Faits nouveaux influant sur l'exploitation des tronçons préliminaires du gazoduc et la planification de la deuxième étape des travaux

## Révisions majeures apportées à la conception de la deuxième étape du gazoduc et réductions sensibles au titre des coûts prévus

Tout au long de l'année financière, les parrains du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada et aux États-Unis ont entrepris un examen approfondi aussi bien de la conception initiale de la deuxième étape des travaux que des estimations détaillées des coûts qui avaient été établies en 1982.

Les autorités canadiennes et américaines en matière de réglementation ont été informées de l'issue de cet examen pendant le dernier semestre de l'année financière et les résultats ont été rendus publics au début de juin 1988 par les deux parrains du projet—la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. au Canada et la North-west Alaskan Pipeline Co., chef du consortium créé en vue de la construction du tronçon de l'Alaska.

Les parrains ont calculé que, en dollars américains de janvier 1988, le coût total de l'ensemble du système, y compris de la première étape, ne s'élèverait plus aux 26,1 milliards de dollars prévus en 1982 (convertis en dollars américains de janvier 1988 pour fins de comparaison), mais plutôt à 14,6 milliards de dollars, ce qui représentait une diminution de 45 p. 100. Le coût estimatif réel du gazoduc, s'il entrerait en service avant novembre 1995, serait d'environ 22,5 milliards de dollars.

La Foothills a conclu que, en dollars américains de 1988, l'ensemble du réseau au Canada coûterait 5,6 milliards de dollars, ce qui était inférieur aux prévisions initiales de 8,2 milliards de dollars. En Alaska, le parrain américain estimait que les coûts passeraient de 15,6 milliards de dollars à 7,2 milliards de dollars.

Par suite de cette réduction sensible des coûts en capital prévus, les deux entreprises ont estimé que les frais moyens de transport vers les 48 États du Sud pendant dix ans—encore une fois en dollars de 1988—seraient approximativement 3,05 dollars par million de BTU (British Thermal Units), soit environ 1 000 pieds cubes de gaz naturel.

«Quant aux délais de construction, la Foothills est d'avis que le réseau sera opérationnel entre le milieu et la fin des années 1990», a déclaré l'entreprise canadienne lorsqu'elle a rendu publiques les révisions apportées à la conception du réseau et aux estimations des coûts. «La Foothills est convaincue que, grâce aux nouvelles estimations, les réserves supplémentaires de gaz naturel dont aurait besoin les 48 États du Sud à ce moment pourront être livrées à un prix d'équilibre. En outre, le remplacement du pétrole importé par des réserves sûres aux États-Unis ne peut pas être ignoré. À son entrée en service, l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) devrait permettre d'acheminer l'équivalent de 400 000 barils de pétrole par jour, chiffre qui devrait éventuellement atteindre 600 000 barils par jour».

deuxième étape de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska.)

Une décision du président en janvier 1988, qui a effectivement supprimé un obstacle juridique important à l'exportation à l'étranger des réserves de gaz américaines du versant nord de l'Alaska, constituait la seule ombre à ce qui semblait autrement un tableau de plus en plus propice à l'achèvement du gazoduc de la route de l'Alaska. Cette décision a été prise sur les instances de la Yukon Pacific Corporation, qui favorise la mise sur pied d'un réseau appelé Trans-Alaska Gas System (TAGS) pour transporter les réserves du versant nord sous forme liquéfiée jusqu'au Japon et à d'autres pays de l'Asie—comme l'explique le dernier rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord.

À l'instar des parrrains du gazoduc de la route de l'Alaska dans les deux pays, le gouvernement canadien a manifesté son opposition à la décision. Il a maintenu que l'entente de 1977 par laquelle les deux pays s'étaient engagés à réaliser conjointement le projet reposait clairement sur l'utilisation exclusive des réserves existantes du versant nord pour fins de livraison au moyen du gazoduc. Dans sa décision, toutefois, le président Reagan a affirmé que, à son avis, la suppression des obstacles juridiques à l'exportation à l'étranger du gaz du versant nord ne devrait pas retarder l'achèvement du gazoduc de la route de l'Alaska. Il a en outre signalé que son gouvernement appuyait l'exploitation économique en temps opportun des ressources naturelles de l'Alaska et avait «supprimé toutes les dispositions réglementaires qui empêchaient le secteur privé de réaliser rapidement le projet». À la fin de l'année financière, la demande de la Yukon Pacific en vue d'obtenir un permis d'exportation n'avait pas encore été traitée.

Les personnes désireuses d'obtenir plus de renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur le tracé du réseau et sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord sont priées de consulter les rapports de l'APN préalables à 1985-1986.

comptant, lesquelles avaient été réalisées à des prix nettement au-dessus des niveaux déprimés des dernières années. (On estime que, entre le début de «l'année de gaz» en novembre 1987 et juin 1988, les exportations canadiennes étaient près de 50 p. 100 supérieures à celles de la même période l'année précédente.) De plus, il y a aussi lieu de croire que l'industrie est de nouveau intéressée à conclure, entre autres avec le Canada, des contrats prévoyant l'acquisition à long terme de nouveaux approvisionnements de gaz.

Pour les embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska, le renforcement du marché américain a entraîné une nette augmentation des exportations de gaz canadien vers la Californie et le Mid-West pendant l'année financière. Même si une grande partie de cette augmentation était constituée de ventes à court terme, il y a aussi eu des événements qui augmentent à plus long terme les exportations—réelles et éventuelles—de gaz dans l'ensemble du système, comme nous l'expliquons plus loin.

La reprise du marché du gaz et la diminution persistante de la bulle d'approvisionnement pendant 1987-1988 comptent parmi les événements que les parrrains américains et canadiens du projet de la route de l'Alaska considèrent depuis longtemps comme essentiels au démarrage au début des années 1990 de la deuxième étape de la construction d'un gazoduc donnant accès aux réserves de gaz américaines du versant nord de l'Alaska. Cependant, ils étaient aussi convaincus que la viabilité économique du projet était considérablement favorisée par les changements proposés à la conception du gazoduc et par des estimations révisées qui réduisaient nettement les coûts prévus de la deuxième étape—comme nous l'expliquons plus loin guement ci-après. (Nous signalons aussi plus loin qu'une demande présentée en septembre 1988 à l'Office national de l'énergie par Esso Ressources Canada Ltée et Shell Canada Ltée touchant l'exportation de quelque 169 milliards de mètres cubes de gaz (6 billions de pieds<sup>3</sup>) de la région du Delta du Mackenzie pendant 20 ans pourra aussi avoir un effet sur la

# Situation générale du gazoduc de la route de l'Alaska

(Pendant l'été de 1988, les réserves de gaz ont aussi été hautement sollicitées pour faire fonctionner les climatiseurs requis par des périodes de canicule exceptionnelles.)

Un autre facteur important, qui pourrait également avoir une incidence plus marquée à long terme, a contribué au resserrement du marché américain, à savoir l'incapacité imprévue du système d'approvisionnement américain de satisfaire à la demande accrue. Dans un rapport publié au début de 1988, Cambridge Energy Research Associates, groupe privé très estimé d'analystes de l'énergie, a conclu ce qui suit : «Le marché... manifeste une tendance revêtant une importance vitale à plus long terme : les quantités de gaz livrable du Golfe du Mexique ont connu une nette diminution pendant le second semestre de 1987».

Ces événements ont consolidé le consensus croissant que la «bulle» de gaz excédentaire disponible pour fins de livraison dans les réserves des 48 États du sud, laquelle bulle déprimait depuis plusieurs années le marché au sud de la frontière, accusait une nette diminution. C'est l'existence de cette bulle qui a exclu toute possibilité d'obtenir sur le marché les conditions compétitives requises pour terminer la construction du gazoduc de la route de l'Alaska et apporter le gaz américain de la baie Prudhoe aux 48 États du Sud. (Dans un rapport publié en juillet 1988, la American Gas Association estime que les provisions excédentaires de gaz livrable passeront à environ 1,5 billion de pieds cubes (45,5 milliards de mètres³) d'ici la fin de 1988 et auront essentiellement disparu en 1990.)

Au Canada, ce revirement du marché américain s'est traduit par une augmentation sensible des exportations de gaz naturel. Une bonne partie de cette augmentation était due à des ventes discontinues au

Un nombre d'événements survenus pendant l'année financière 1987-1988 ont eu de vastes répercussions à la fois sur l'exploitation des tronçons préliminaires du gazoduc de la route de l'Alaska et sur le démarrage éventuel de la deuxième étape de la construction du gazoduc devant relier les réserves américaines du versant nord de l'Alaska aux marchés dans les États de l'Ouest et du Mid-West.

L'année a été dominée par la prolifération des signes laissant espérer une tranche reprise du marché du gaz américain pour la première fois depuis le début d'un déclin sévère en 1982. Ce déclin, qui a coïncidé avec l'avènement d'une profonde récession en Amérique du Nord et à l'étranger, avait forcé les parains du projet à remettre leurs plans en vue de passer à la deuxième étape du gazoduc devant amener les réserves de gaz de la baie Prudhoe aux embranchements est et ouest dont les deux pays avaient déjà terminé la construction cette année-là dans le but initial de transporter les surplus de gaz canadiens vers les marchés américains.

Le raffermissement du marché au sud de la frontière semblait dû en partie à la demande créée par une croissance économique soutenue et par des conditions climatiques anormalement sévères. Pendant l'hiver, des périodes de froid prolongées dans un certain nombre de régions ont fait grimper la demande. En fait, le distributeur de gaz le plus important du sud de la Californie a été obligé de réduire temporairement ses livraisons à certains de ses clients moins prioritaires parce qu'il n'avait pas suffisamment d'approvisionnements pour répondre à la demande, ce qui rappelait les restrictions généralisées de l'hiver 1976-1977 qui ont fourni la preuve la plus éclatante de la crise énergétique qui commençait alors de sévir aux États-Unis.





## Table des matières

1	Situation générale du gazoduc de la route de l'Alaska .....
3	Faits nouveaux influant sur l'exploitation des tronçons préliminaires du gazoduc et la planification de la deuxième étape des travaux .....
3	Révisions majeures apportées à la conception de la deuxième étape du gazoduc et réductions sensibles au titre des coûts prévus .....
3	Augmentations courantes et éventuelles des exportations de gaz canadien par les embranchements est et ouest .....
4	Le rôle des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis .....
7	Finances, personnel et langues officielles .....
7	Finances et personnel .....
7	Plan des langues officielles .....
9	Appendice
9	Rapport du Vérificateur général du Canada .....

Page

**Ottawa – Siège social**  
M. G. E. Shannon, directeur général  
Les Tours Centennial (poste 210)  
200, rue Kent  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0E6





Ottawa, Ontario  
le 31 décembre 1988

Monsieur le Ministre,

Je vous sou mets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du

Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1988, ainsi que le rapport du

Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administra-

tion pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformé-

ment à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. Pendant la période visée par

le présent rapport, le directeur général de l'Administration était l'honorable Milt-

cheil Sharp, à qui j'ai succédé le 1<sup>er</sup> juin 1988. J'ai donc consulté M. Sharp pen-

dant la rédaction de ce rapport afin que puissent être mises à profit ses dix années

de service public distingué en tant que premier Directeur général de l'Administra-

tion du pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments

distingués.

Directeur général de  
l'Administration du  
pipe-line du Nord,



G.E. Shannon

L'hon. Donald Mazankowski, c.p., député  
Vice-premier ministre,  
Président du Conseil privé et  
ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)

ISBN 0-662-56384-0

N° de cat. C88-1/1988

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

# **RAPPORT ANNUEL**

## **1987-1988**





**RAPPORT ANNUEL**  
**1987-1988**

**ADMINISTRATION**  
**DU PIPE-LINE**  
**DU NORD**

CAI  
NP  
-A56

---

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1988-1989**

---

Canada







Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

**1988-1989**

© Minister of Supply and Services 1989

Cat. No. C88-1/1989

ISBN 0-662-55616-X

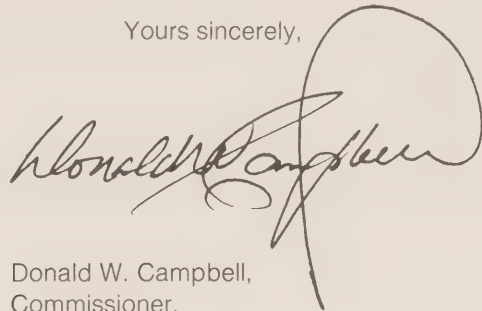


Ottawa, Ontario.  
December 31, 1989.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1989, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Section 14 of the *Northern Pipeline Act*. During the first two months of the fiscal year, the Honourable Mitchell Sharp continued to carry out the responsibilities of this office. Gerald E. Shannon subsequently served as Commissioner until December 1, 1989, when I succeeded him. In the preparation of this report, I have had the benefit of the advice of both of my predecessors.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "Donald W. Campbell", with a large, sweeping loop at the end.

Donald W. Campbell,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Honourable Donald Mazankowski, P.C. M.P.,  
Deputy Prime Minister,  
President of the Queen's Privy Council and  
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
<b>Operation of the Prebuilt Pipeline and Development of Plan for Major Expansions .....</b>	<b>3</b>
The Prebuild .....	3
The Eastern Leg .....	3
The Western Leg .....	5
Transportation to Market of Canadian Gas from the Mackenzie Delta Region .....	5
Seeking a Solution to the Continuing Dispute between Pan-Alberta and United .....	6
Extension of Existing Canadian Gas Exports Through the Prebuild and Provision of Access for a New Shipper .....	6
Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agency Responsible for the Pipeline .....	7
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>9</b>
Finance and Personnel .....	9
Official Languages Plan .....	9
<b>Appendix</b>	
Report of the Auditor General of Canada .....	11

### **Ottawa—Head Office**

Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0E6





---

# Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

Responding to the continuing upsurge in U.S. demand for natural gas, sponsors of the Alaska Highway Pipeline Project on both sides of the border pressed ahead during the fiscal year 1988-89 with proposals to expand substantially the capacity of the pre-built Eastern and Western Legs to export additional supplies of Canadian gas to U.S. markets.

And while plans for construction of the second stage of the project to transport reserves from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to the lower 48 states remained on hold, three owners of reserves in Canada's Mackenzie Delta Region — Esso, Gulf and Shell — sought the authorization of the National Energy Board to export 260 billion cubic metres of gas (9.2 trillion cubic feet) to U.S. markets over a 20-year period beginning in 1996.

Plans developed by Foothills Pipe Lines Ltd., Canadian sponsor of the Alaska Highway Project, to transport the gas southward from the Arctic along the Mackenzie Valley to connect with the Alaska Highway Pipeline, could have significant implications for the development of the system in this country if approved.\* There were indications, however, that competing proposals would also be put forward by other proponents.

All of these prospective developments involving new or expanded pipelines linked to the Alaska Highway Project, outlined more fully in the following section, reflected the continued strengthening of the U.S. market for natural gas — particularly Canadian gas — during the past few years.

In 1988, U.S. gas consumption increased by 5 per cent over the level of 1987 and 11 per cent over that of 1986 to reach a total of some 522.8 billion cubic metres (18.5 trillion cubic feet — tcf). While this was still below the peak consumption of around 621 billion cubic metres (22 tcf) experienced in the late 1960s and early 1970s, it represented a significant increase from the low point in this decade of 474.8 billion cubic metres (16.8 tcf) in 1983.

As a result of rising demand and a continuing decline in the volume of deliverable gas from reserves in the lower 48 states, the American Gas Association estimated that the so-called U.S. gas supply "bubble" had been reduced from a peak of 130 billion cubic metres (4.6 tcf) in 1983 to about 24 billion cubic metres (850 billion cubic feet) by the end of the decade. The Association anticipated that the surplus would be virtually eliminated by 1990, when "a supply-demand balance will be achieved."

During 1988, the increase in total U.S. gas consumption of five per cent was far exceeded in proportionate terms by the increase in Canadian gas exports south of the border. Total Canadian gas sales to the United States climbed to a record of nearly 36.7 billion cubic metres (1.3 tcf), which represented an increase of 28 per cent over the level in 1987 and 71.5 per cent over the level in 1986. As a result, the Canadian share of the U.S. market rose to nearly 7 per cent from the more traditional level of around 5 per cent.

Despite the renewed vigour of the U.S. natural gas market and the substantially reduced cost estimates for completion of the second stage of the Alaska Highway Pipeline (outlined in the Northern Pipeline Agency's annual report for the previous fiscal year),

\*The corporate name of the Canadian sponsor was changed, effective July 26, 1989, from its original title, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

plans for completing the northern segment of the project to gain access to Prudhoe Bay reserves remained suspended.

Meanwhile, the application by the Yukon Pacific Corporation for authorization to export natural gas in liquified form from the North Slope of Alaska to Japan and other Pacific Rim countries continued to work its way through the U.S. regulatory process. As reported in the last annual report, then-President Ronald Reagan in January, 1988, issued a finding that effectively cleared a legal roadblock to the overseas export of North Slope gas through the proposed Trans-Alaska Gas System (TAGS). This basically involves building a pipeline to Valdez on the South Slope of Alaska, where the gas would be liquified and shipped by special LNG tankers to the Far East. The President's approval was given over the objection of the Canadian government, which contended that established supplies at Prudhoe Bay should be reserved because they provided the essential underpinning for the joint pipeline project agreed upon between the two governments in September, 1977. In his finding, however, President Reagan maintained that the removal of the legal roadblock to export of North Slope gas overseas did not diminish the commitment of the United States to what is known

south of the border as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). The President's finding also reaffirmed the U.S. government's commitment to the special regulatory treatment of the prebuild section of the project previously agreed upon.

Even before the President issued this finding, Yukon Pacific had applied to the Economic Regulatory Administration (ERA) for a permit to export North Slope gas to Japan, South Korea and Taiwan, and to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) for authority to use Anderson Bay at the Port of Valdez as an export point. On January 24, 1989, ERA held a day-long conference in Anchorage, Alaska, to provide all interested parties an opportunity to submit their views on whether export of the North Slope gas was in the interest of the United States. (In November, 1988, the U.S. Department of Energy issued a decision that conditionally approved the export over 25 years of up to 14 million tons annually of liquified gas obtained from the North Slope of Alaska.)

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the pipeline, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to NPA annual reports from 1978-79 to 1984-85.

---

# Operation of the Prebuilt Pipeline and Development of Plans for Major Expansions

---

---

## The Prebuild

---

In 1980, the Canadian and U.S. governments approved the pre-building of a substantial portion of the southern segments of the proposed Alaska Highway Pipeline Project for the initial purpose of exporting what was then estimated to be a relatively small and temporary surplus of Canadian gas to markets south of the border. It was considered that pre-building of the Western and Eastern Legs from Caroline, 105 km (63mi) north of Calgary, Alberta, to markets in Southern California and the Mid-West would facilitate second-stage construction of the main trunk line from Prudhoe Bay, which was confidently expected to follow shortly after completion of the southern segments.

Construction of the two legs involved the laying of 2 992 km (1,858 mi) of pipeline in Canada and the United States, more than a third of the total main line of the entire system — some 7 720 km (4,790 mi). The prebuild was completed in 1982, the year in which severe economic recession and a depressed gas market south of the border led to second-stage construction being put on hold indefinitely. While the prebuilt system had an initial capacity to transport some 32 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day, the severe slump in the gas market south of the border resulted in the two legs operating significantly below maximum contracted levels in the early years. Although the flow of gas through the Western Leg soon built up to 100 per cent of its load factor, it was only within the past few years that growing demand for Canadian gas restored throughput on the Eastern Leg close to the limits of its capacity. It was this rise in actual and potential export demand that has led to the development of extensive plans — actual

and prospective — for substantial expansion in the throughput capacity of the Eastern and Western Legs on both sides of the border and for the extension of the prebuild from the point of bifurcation at Caroline, Alberta, with the construction to Boundary Lake in Northern Alberta and British Columbia of more than 650 km (400 mi) of trunk line. Following is a brief outline of those plans, some of which have already been approved by Canadian regulatory authorities.

---

## The Eastern Leg

---

The previous annual report of the NPA noted that in November, 1987, Northern Border Pipeline Ltd., which makes up the Eastern Leg of the system in the United States, applied to the FERC for authorization to increase substantially the throughput capacity of the existing line and to extend it from its present terminus at Ventura, Iowa, southeast to Tuscola, Illinois — some 600 km (370 mi). Northern Border proposed to increase the capacity of its existing system from the Canadian border to Ventura by around 28.1 million cubic metres of gas a day (992 million cubic feet) and to provide capacity in the extension to Tuscola of some 31.16 million cubic metres daily (1.1 billion cubic feet). The proposed extension is at variance with that originally proposed as part of second-stage construction of the Eastern Leg, which called for extension of the pipeline from Ventura to Dwight, Illinois — approximately 90 miles north of Tuscola.

In his report to Congress of October 3, 1988, Theodore J. Garrish, the then-Federal Inspector, observed that Northern Border “did not request its application be processed in accordance with the provi-



sions of ANGTA (the Alaska Natural Gas Transportation Act).” He stated that the company “indicated this expansion/extension would not be a second phase of ANGTS because it is not intended to transport Alaskan gas, has different project sponsors, and does not correspond to the technical specifications or proposed location of phase II of ANGTS.”

In January, 1989, Northern Border filed an application with the FERC seeking authorization to add another compressor station to its system in order to increase throughput capacity initially to enable it to transport an additional 2.83 million cubic metres of Canadian gas a day (100 million cubic feet). In April, 1989, the company amended its application to provide for a proposed increase in throughput capacity of 4.25 million cubic metres a day (150 million cubic feet).

Although Northern Border indicated that it intended to file an amended application with FERC revising its plans for the major expansion and extension of its line, together with the submission of supporting gas purchase contracts, it had not yet done so by the end of the 1988-89 fiscal year. For its part, however, Foothills Pipe Lines submitted two applications to Canadian regulatory authorities to increase both the reliability and capacity of the Eastern Leg in Canada.

In October, 1988, Foothills submitted an application to the National Energy Board under Section 49 (1) of the NEB Act seeking expedited consideration of its application to build a new compressor station, Number 393, near Val Marie, Saskatchewan. Because the Eastern Leg in Canada was by then operating close to its existing capacity of around 28.3 million cubic metres (1 billion cubic feet) of gas a day, the company decided that the additional compression unit was required as a back-up to ensure the reliability of the system to continue operating at maximum volume at times when other compressor units were shut down for repairs or maintenance. Foothills came to this conclusion after it was compelled the previous summer to close down the compressor unit at Station 392 near Piapot, Saskatchewan, and substantially curtail gas shipments for 25 days in order to undertake emergency repairs.

Following its submission to the Board, however, the Department of Justice concluded that the application came under the provisions of the *Northern Pipeline Act* and was, therefore, subject primarily to the jurisdiction of the Northern Pipeline Agency (although Foothills continued to be required also to comply with certain provisions of the NEB). In December, 1988, the Governor in Council appointed Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, to carry out the functions under the *Northern Pipeline Act* of the

Agency's Administrator and Designated Officer in order to deal with Foothills' application.\* In February, Mr. Vollman approved an addendum to the System Design Report providing for installation of Compressor Station 393 in Saskatchewan, which effectively constituted approval in principle. Subsequently, the company filed a number of other submissions in compliance with the respective provisions of the Northern Pipeline Agency and the National Energy Board.

During the fiscal year, Foothills also formulated plans for a substantial expansion in the throughput capacity of the Eastern Leg through elimination of restrictions imposed by the nature of its operations in Alberta. This undertaking culminated in an application to the National Energy Board for authorization to construct facilities near Empress, Alberta, just to the west of the Saskatchewan border, which would enable the Alberta section of the Eastern Leg to increase throughput closer to the maximum capacity of the pipeline. (In this case, it was concluded by the Department of Justice that these proposed facilities came under the jurisdiction of the NEB because they would not form part of the Alaska Highway Gas Pipeline Project once gas from Prudhoe Bay began to flow through the system.)

The restriction on throughput capacity in the Alberta section of the Eastern Leg resulted from the integration of the Foothills pipeline with the parallel line operated by Nova Corporation. Because of this integration, Foothills was unable to achieve its maximum allowable operating pressure of 8690 kilopascals (kPa), but instead had to reduce its pressure to the lower limit on the Nova system. Prior to entering the Empress plant for the extraction of natural gas liquids, gas on the Foothills line was required to be reduced to an operating pressure of approximately 4000 kPa. The new facilities proposed by the company would enable the gas to be decompressed just prior to entering the extraction plant at Empress and subsequently recompressed to around 6900 kPa. With relatively minor alterations to the system in Saskatchewan, it would be possible for Foothills to increase its capacity on the Eastern Leg by about 7.79 million cubic metres daily (275 million cubic feet), increasing its maximum throughput to around 38.2 million cubic metres of gas a day (1.35 billion cubic feet).

(In the Reasons for Decision issued in June, 1989, the National Energy Board approved Foothills application for the new decompression/recompression facilities at Empress, Alberta. In a subsequent press release, the company announced its intention of filing

\*Mr. Vollman was initially appointed to serve as Administrator and Designated Officer until September, 1989. He was subsequently reappointed for a three-year term.



an application in the fall of 1989 for authorization to install further facilities in order to increase the capacity of the existing line to its maximum level of 51 million cubic metres a day (1.8 billion cubic feet) without the addition of looping.)

---

## The Western Leg

---

In December, 1988, Pacific Gas Transmission (PGT), which along with Pacific Gas and Electric (PG&E) was designated by President Jimmy Carter in 1977 to construct and operate the Western Leg of the ANGTS in the United States, filed an application with the Federal Energy Regulatory Commission for authority to expand the capacity of its system by some 21.2 million cubic metres a day (750 million cubic feet), raising total throughput capacity to approximately 28.3 million cubic metres daily (1 billion cubic feet). (In October, 1989, Pacific Gas Transmission submitted an amendment to its application that proposed to increase average throughput on the line by a further 4.2 million cubic metres daily — 150 million cubic feet a day). In its application, PGT stated that the proposed expansion would “complete the U.S. portion of the Western Leg” of the ANGTS in the United States and added that it would “provide PGT’s customers access to Alaskan gas.” The application was predicated on the assumption that initially the expanded capacity would be utilized to import additional Canadian gas into the United States. In his report to Congress of February, 1989, Mr. Garrish, the Federal Inspector, noted that, as in the case of the Northern Border application, PGT had sought authorization for expansion of its system from FERC under the provisions of the *U.S. Natural Gas Act*, rather than under the provisions of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*. Several competing proposals for the supply of additional gas to the West Coast market have also been put forward.

In Canada, Foothills indicated its intention of seeking authorization for an expansion in the capacity of the Western Leg north of the border in order to accommodate the additional volume of gas exports being sought by PGT and PG&E, but no submission had been filed by the end of the fiscal year. At present, Foothills’ system on the Western Leg consists of seven loops connected with the Alberta Natural Gas pipeline in Southern British Columbia and the Nova pipeline in Alberta.

---

## Transportation to Market of Canadian Gas from the Mackenzie Delta Region

---

In September, 1988, Esso Resources Canada Ltd. and Shell Canada Ltd. submitted applications to the National Energy Board seeking authorization to export Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta to U.S. markets. In February, 1989, they were joined by Gulf Canada Resources Ltd. In total, the three companies proposed to export 260 billion cubic metres of gas (9.2 trillion cubic feet) to the United States over a 20-year period beginning in 1996. Subsequently, hearings were held on the applications by the National Energy Board in Ottawa and Inuvik in the Northwest Territories during the spring of 1989. (In October, 1989, The Board approved the proposed gas exports on a conditional basis, subject to the approval of the Governor in Council.)

In mid-March, 1989, Foothills announced its intention of filing an application for authorization to build the facilities required to transport the Mackenzie Delta gas to market in the event that the Esso-Gulf-Shell proposal received the regulatory approvals and financial support that would enable it to proceed in advance of gas flows from Alaska.

When the federal government originally approved construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in 1977, it also adopted the recommendation of the National Energy Board that Foothills be required to undertake to apply for authorization to build the so-called Dempster Lateral to transport up to 34 million cubic metres (1.2 billion cubic feet) of gas daily from the Mackenzie Delta to connect with the main-line pipe at Whitehorse in the Yukon Territory. This would involve construction of approximately 1 200 km (740 mi) of 872 millimetre (34 inch) pipe.

Up until the time of the Esso-Gulf-Shell export application, it was generally assumed that Prudhoe Bay gas in the Alaskan Arctic would first be transported to market through the Alaska Highway Pipeline, followed at some time in the future by the transportation of Canadian Arctic gas from the Mackenzie Delta through the Dempster Lateral.

Faced with the possibility that Canadian Delta gas might become marketable before that from Prudhoe Bay, Foothills unveiled its alternative proposal to meet this contingency. The company announced that it would file an application with the National Energy Board for authority to build a 2 317 km (1,430 mi) pipeline from the Delta Region along the Mackenzie

Valley to Boundary Lake near the northern B.C./Alberta border. To transport the gas south from that point, Foothills proposed to apply to the Northern Pipeline Agency for permission to build some 659 km (407 mi) of the planned main Alaska Highway trunk line from Boundary Lake to Caroline, Alberta, where the system divides into the Eastern and Western Legs. Initially, the trunk line extension would have a capacity to handle up to 34 million cubic metres (1.2 billion cubic feet) of Canadian gas daily, but throughput could be increased to around 65 million cubic metres (2.3 billion cubic feet) a day with the addition of more compression to transport Prudhoe Bay gas. (Foothills formally filed its application with the Board in late October, 1989, with respect to the Mackenzie Valley line and advised the Northern Pipeline Agency that it would be seeking authorization to extend the prebuild from Caroline, Alberta, to join with that line near Boundary Lake.)

For their part, the gas supply owners in the Mackenzie Delta left open the question as to the entity that would be proposed to transport the reserves to southern markets. They suggested that a delivery system following either the proposed route of the Dempster Lateral or southward along the Mackenzie Valley could prove feasible. The companies said they would be "prepared to negotiate for transportation service with any bona fide party." At the same time, they also stated that they were prepared to play a leading role in the development of a new transportation system to the South "if an independent company is unable to offer satisfactory and competitive transportation service in a timely manner." It was generally expected that at least one or two other pipeline companies would submit applications to the National Energy Board in competition with Foothills.

---

### **Seeking a Solution to the Continuing Dispute between Pan-Alberta and United**

---

The pre-building of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in both Canada and the United States, which was completed in 1982, was based on the commitment by three major U.S. shippers to purchase up to 22.7 million cubic metres (800 million cubic feet) of Canadian supplies daily from Pan-Alberta Gas Ltd. of Calgary, Alberta. More than half of that volume was contracted by the United Gas Pipe Line Co. — 12.74 million cubic metres a day (450 million cubic feet).

Within months after gas began to flow, all three U.S. shippers experienced difficulty meeting their contract obligations because of a severe contraction in market conditions as a result of the impact of economic recession and falling demand resulting from energy conservation. In response to these changing conditions, Pan-Alberta negotiated several changes designed to reduce the contract obligations of the U.S. shippers.

A prolonged period of disputes between Pan-Alberta and United began in the mid-1980s, which was marked by the failure of United to meet minimum contract obligations based on repeated claims of *force majeure*, appeals to the Federal Energy Regulatory Commission to relieve it of those obligations, the initiation of action by Pan-Alberta to force arbitration of contentious issues by an international tribunal, and finally by a two-year negotiated settlement reached as of July 1, 1987, that received the blessing of the FERC. In March, 1989, United filed another petition with the Commission requesting it to issue a declaratory order relieving it of any further contractual obligations following the expiry of the settlement on June 30, 1989.

(On June 6, 1989, Pan-Alberta announced that it had negotiated a settlement under which it would assume all of United's rights and obligations under its purchase contract. Under the settlement, United agreed to enter into an interim arrangement for a two-year period under which it would transport gas on behalf of Pan-Alberta through its own pipeline system. Through a U.S. affiliate, Pan-Alberta would also acquire United's 12.25 per cent equity ownership of the Northern Border Pipe Line Co. Pan-Alberta expressed confidence that under the new arrangement it would be able to secure customers for 12.74 million cubic metres of gas a day (450 million cubic feet). In late October, Pan-Alberta announced that final terms of settlement had been reached with United. In contrast to the earlier Memorandum of Understanding, it was disclosed that United's equity stake in Northern Border of 12.25 per cent would be taken over by the Enron Corp. of Houston, Texas. It was also indicated that the terms of settlement could be affected by the threatened bankruptcy of United. The settlement also remains subject to the approval of the NEB and the FERC.)

---

### **Extension of Existing Canadian Gas Exports Through the Prebuild and Provision of Access for a New Shipper**

---

As reported in the Agency's previous annual report, the National Energy Board in July, 1988, agreed in



essence to an application by Pan-Alberta to extend its existing licence to export gas via the Western Leg to Southern California from 1996 to 2012 and to increase the maximum export volume by 45.6 billion cubic metres (1.6 tcf) to 73.6 billion cubic metres (2.6 tcf). Rather than extending the existing licence, GL 96, the Board decided it was preferable to cancel that licence as of October, 1988 and to issue a new licence (GL 106) for a 24-year period to 2012 that would authorize the export ultimately to SoCal of 59.7 billion cubic metres of gas (2.1 tcf). The ability of Pan-Alberta to take full advantage of the terms of the federal authorization was subsequently opened to question, however, when Alberta's Energy Resources Conservation Board (ERCB) issued a permit that allowed for the removal of the gas required to fulfill the contract only until 2003. But Pan-Alberta officials expressed their determination to complete the contract, contracting the required gas from other sources if necessary.

In addition to this licence, the NEB in July, 1989, also approved an application by Pan-Alberta for a five-year extension of its existing licence, GL 97, to export Canadian gas through the Eastern Leg from October, 1996, to October, 2001. No change was made in the total volume of gas that may be exported under the licence — 83 billion cubic metres (2.9 tcf). Subtracted from this amount was any volumes exported under two previous licences, yielding a net volume of 75.3 billion cubic metres (2.7 tcf).

(As a result of the extended export period allowed on the prebuild and, in the case of the Western Leg, the increase in the total export volume, Foothills applied to the Board in September, 1989, for authority to reduce its rate of depreciation on both legs from four to two per cent a year, the effect of which would be to reduce the cost of service on the system and to increase the netbacks of Canadian gas producers.)

During the course of the fiscal year, a dispute between Foothills and Northern Canadian Oil Ltd. (NCO) came to a head before the National Energy Board that raised broad questions involving the rights of prospective shippers to have their gas transported through the existing gas pipeline. In April, 1988, NCO requested Foothills to transport up to 1.4 million cubic metres (50 million cubic feet) of gas a day through the Eastern Leg of the pipeline for an initial two-year period. Foothills contended that it could not provide the requested firm service because it had been notified by TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL) that it intended to exercise its option under a 1980 Service Agreement to request firm service for the transport of 2.8 million cubic metres (100 million cubic feet) of gas

a day through the system, which would fully utilize all available excess capacity.

In August, 1988, NCO submitted an application to the NEB contesting Foothills position. (Following hearings in Calgary and Ottawa in February, 1989, the Board in April issued an order requiring Foothills to provide access for the gas that NCO sought to transport through the Eastern Leg commencing on November 1, 1989. In its Reasons for Decision subsequently issued in May, 1989, the Board laid down what it described as a set of "guiding principles" that should be applied by Foothills in establishing criteria for access to available pipeline transportation capacity and the procedures that should govern the creation of queues for access either for transportation that might become available within the limits of existing pipeline capacity or through the addition of increased throughput capacity. The Board also concluded that with the addition of the proposed new Compressor Station 393 at Val Marie in Saskatchewan to provide backup for its service on the Eastern Leg, Foothills had sufficient capacity to provide the service requested both by NCO and TransCanada.)

---

## **Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline**

---

The pace of activities of the Northern Pipeline Agency and its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, quickened significantly during the fiscal year in response to the plans being brought forward by sponsors on both sides of the border to expand and extend the existing pipeline system.

The Northern Pipeline Agency in particular was called on to fulfill a number of regulatory responsibilities in connection with the application by Foothills to build Compressor Station 393 near Val Marie in Saskatchewan. As noted earlier, the proposal led to the appointment in December, 1988, of Mr. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, to serve as Administrator of the NPA and to carry out the duties assigned under the *Northern Pipeline Act* to the Designated Officer. In his capacity as Administrator and Designated Officer, Mr. Vollman is required to consider for approval a number of submissions that Foothills is obliged to submit involving such matters as engineering and design, manpower, material specifications, scheduling, cost control, procurement, and certain socio-economic and environmental considerations.

Under the Procurement Plan authorized by the Minister responsible for the NPA several years ago, the Agency is also required to approve several aspects of the process for procurement of such designated items as large-diameter, main-line pipe, compressor units, and large valves and fittings. Under a 1980 bilateral procurement agreement, a comprehensive process is also established under the aegis of the NPA and the OFI to enable potential suppliers in each country to have a fair and equal opportunity to compete for contracts covering such items. (These procedures were implemented in the case of procurement of the compressor unit and large valves and fittings for the new compressor station near Val Marie.)

In fulfilling its broad range of regulatory responsibilities in connection with the installation of the Compressor Station 393, the Northern Pipeline Agency has been heavily obliged to the National Energy Board, which seconded members of its staff with the expertise required to provide the Agency with all necessary information and advice. The costs incurred by the Board in providing staff resources have been billed to the NPA and are recoverable ultimately from Foothills in the same manner as the Agency's other regulatory costs, as required under the *Northern Pipeline Act*.

Staff of the National Energy Board also continued to provide routine administrative support services to the Northern Pipeline Agency. As has been the case for some years, the number of personnel directly responsible for conducting the Agency's activities during 1988-89 remained very limited, only one member of its staff being employed on a full-time basis. As noted in the previous annual report, G.E. Shannon, Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs, was appointed to take on the additional responsibility of Commis-

sioner of the Northern Pipeline Agency on June 1, 1988. He succeeded the Honourable Mitchell Sharp, who served in that position since the creation of the NPA just over 10 years previously. (On October 18, 1989, it was announced by the Prime Minister that Mr. Shannon was being posted to Geneva as Canada's Ambassador for Multilateral Trade Negotiations and Chief Negotiator as of January 1, 1990. It was also announced that Donald W. Campbell, Senior Assistant Deputy Minister for the United States Branch of External Affairs, would succeed Mr. Shannon immediately as Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs. On December 1, 1989, Mr. Campbell was appointed by Order in Council also to succeed Mr. Shannon as Commissioner of the Northern Pipeline Agency.)

Following the replacement of the Reagan Administration by that of President George Bush in early 1989, Mr Garrish completed his term as Federal Inspector. By the end of the 1988-89 fiscal year, no successor had been nominated by President Bush, but B. Melvin Hurwitz, who had served as Deputy to Mr. Garrish, assumed the role of Acting Federal Inspector. Among other things, the OFI played a part during the year in the preparation by the Bureau of Land Management of the Final Environmental Impact Statement required in connection with the proposed Trans-Alaska Gas System, which was referred to earlier. In his report to Congress of October, 1988, Mr. Garrish noted that the OFI also worked closely with the Bureau in the preparation of a Right-of-Way Grant to TAGS so as to ensure that it took into account "the Federal Inspector's responsibilities under Reorganization Plan No. 1 of 1979, to enforce all Federal statutes relevant in any manner to pre-construction, construction and initial operation of ANGTS."



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1989, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1988-89 provided \$388,000 and two person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$212,000. At year-end only three employees were on staff, of whom two were on a part-time basis. The National Energy Board provides finance and personnel services, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National*

*Energy Board Act*. During the year, \$239,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which \$85,000 related to prior year costs. In addition, \$28,000 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1989. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1989 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read "D. Meyers".

D. Larry Meyers, F.C.A.  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
July 28, 1989

# NORTHERN PIPELINE AGENCY

## Statement of Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1989

	<u>1989</u>	<u>1988</u>
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	\$116,086	\$144,333
Rentals	38,938	36,510
Professional and special services	47,168	33,858
Travel and communications	5,248	4,049
Information	3,801	3,178
Materiel and supplies	667	1,666
Acquisition of Equipment	—	1,199
Other	—	185
Repair and upkeep	53	80
	<u>211,961</u>	<u>225,058</u>
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd. (Note 4)	238,975	303,487
Easement fees	27,594	27,594
Other recoveries	658	178
	<u>267,227</u>	<u>331,259</u>
Excess of expenditures over receipts (Excess of receipts over expenditure)	<u><u>\$(55,266)</u></u>	<u><u>\$(106,201)</u></u>

Approved by:

  
\_\_\_\_\_  
Commissioner

  
\_\_\_\_\_  
Senior Financial Officer



## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### **Notes to Statement of Expenditure and Receipts March 31, 1989**

---

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### 3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	<u>1989</u>	<u>1988</u>
Parliamentary appropriations		
Transport		
Vote 85 (Vote 90 in 1988)—Program expenditure	\$356,000	\$485,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	32,000	33,000
	<hr/>	<hr/>
	388,000	518,000
Amount not required	176,039	292,942
	<hr/>	<hr/>
	\$211,961	\$225,058
	<hr/>	<hr/>

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	<u>1989</u>	<u>1988</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$211,961	\$225,058
* Adjustment in respect of employee benefits	(18,967)	(16,300)
Other recoveries	(658)	—
Adjustment for nonrecoverable costs	(902)	—
	<hr/> 191,434	<hr/> 208,758
Prior year costs recovered in the current year	85,272	180,001
Cost to be recovered in the following year	(37,731)	(85,272)
	<hr/> \$238,975	<hr/> \$303,487

\* The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year has exceeded the actual employer's share. Costs recoverable for the year ended March 31, 1989 have been adjusted accordingly.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1989 are estimated at \$33,101 (1988—\$27,255).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1989 are estimated at \$22,400 (1988—\$22,400).

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.

## 4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1988	1989
Frais recouvrables au titre de l'exercice	\$ 211,961	\$ 225,058
Dépenses de l'exercice		
* Rajustement au titre des prestations aux employés	(18,967)	(16,300)
Autres recouvrements	(658)	—
Rajustement pour frais non recouvrables	(902)	—
	191,434	208,758
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	85,272	180,001
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(37,731)	(85,272)
	\$ 238,975	\$ 303,487

\* La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement pour le présent exercice représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

## 5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

## Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13 % du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1989 sont évalués à \$33,101 (\$27,255 en 1988).

## Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de réinstallation, au 31 mars 1989 sont évalués à \$22,400 (\$22,400 en 1988).

## 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

au 31 mars 1989

## 1. Pouvoirs et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipeline du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipeline de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

## 2. Conventions comptables

## Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

## Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

### 3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

1989	1988
Crédits parlementaires Transport Crédit 85 (Crédit 90 en 1988)—Dépenses du programme Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	Montant non requis
\$356,000	388,000
32,000	518,000
	292,942
	\$225,058



# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des rentrées  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1989

	1989	1988
Dépenses (note 3)		
Traitement et prestations aux employés	\$116,086	\$144,333
Locations	38,938	36,510
Services professionnels et spéciaux	47,168	33,858
Déplacements et communications	5,248	4,049
Information	3,801	3,178
Fournitures et approvisionnements	667	1,666
Acquisition de matériel	—	1,199
Autres	—	185
Réparation et entretien	53	80
	211,961	225,058
Rentrées		
Frais recouverts auprès de Foothills Pipe Lines		
(Yukon) Ltd. (note 4)	238,975	303,487
Droits de servitude	27,594	27,594
Autres recouvrements	658	178
	267,227	331,259
Excédent des dépenses sur les rentrées	\$(55,266)	\$(106,201)
(Excédent des rentrées sur les dépenses)		

Approuvé par:

Le directeur général,

L'agent financier supérieur,



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1989. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1989 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le Vérificateur général du Canada

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, F.C.A.,  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 28 juillet 1989



Finances et personnel

L'article 13 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1989.

En 1988-89, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 388 000 \$ et le nombre d'années-personnes autorisées était de 2. Les dépenses pour l'année se sont élevées à 212 000 \$. A la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que trois employés, dont deux travaillant à temps partiel. L'Office national de l'énergie fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la Loi sur le pipe-line du Nord prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du

Plan des langues officielles

paragraphe 55(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Pendant l'année, 239 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord; 85 000 \$ de ce montant ayant trait à des dépenses de l'année précédente. En plus, des droits de servitude de 28 000 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique et n'est pas assujettie à la Loi sur l'emploi dans la Fonction publique, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Edifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.



les promoteurs des deux côtes de la frontière afin d'élargir et d'allonger le réseau actuel.

L'Administration du pipe-line du Nord, plus particulièrement, a été appelée à remplir plusieurs responsabilités de réglementation relativement à la demande de la Foothills de construire la station de compression 393 près de Val-Marie (Saskatchewan). Comme on l'a mentionné plus tôt, la proposition a entraîné la nomination en décembre 1988 de M. Vollman à titre de membre temporaire de l'Office national de l'énergie chargé de remplir les fonctions de directeur de l'Administration et d'assumer les fonctions dévolues au fonctionnaire désigné en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. En sa qualité donc de directeur et de fonctionnaire désigné, M. Vollman doit examiner et approuver plusieurs soumissions que la Foothills est tenue de présenter concernant, entre autres, des études techniques, la main-d'œuvre, les spécifications des matériaux, les échéanciers, le contrôle des coûts, les achats et certaines questions d'ordre socio-économique et environnemental.

Conformément au plan d'achats autorisé il y a plusieurs années par le ministre responsable, l'Administration doit également approuver plusieurs aspects du processus d'achat de divers articles désignés, comme les canalisations de grand diamètre, les compresseurs, ainsi que les valves et les raccords de grande taille. Conformément à un accord bilatéral d'achats signé en 1980, un processus global est également établi sous l'égide de l'Administration et de l'OFI afin de permettre aux éventuels fournisseurs dans chaque pays d'avoir une chance égale d'obtenir des contrats pour ces articles. (Ces modalités ont été mises en oeuvre pour l'achat du compresseur ainsi que des valves et des raccords nécessaires pour la nouvelle station de compression de Val-Marie.)

Dans l'exécution de ses nombreuses responsabilités de réglementation à l'égard de la construction de la station de compression 393, l'Administration a été énormément redevable à l'Office national de l'énergie, qui a détaché des membres de son personnel capables de lui fournir tous les renseignements et conseils nécessaires. Les coûts de ce prêt de ressources humaines ont été facturés à l'Administration et sont recouvrables de la Foothills, de la même façon que les autres coûts de l'Administration au chapitre de la

réglementation, conformément à la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Les employés de l'Office continuent également de fournir des services d'appui administratifs à l'Administration. Le nombre de personnes chargées directement de diriger les activités de l'Administration en 1988-1989 est demeuré très limité, un seul de ses employés étant à plein temps. Comme on l'a signalé dans le rapport annuel précédent, G.E. Shanon, sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire associé aux Affaires extérieures, a été chargé le 1<sup>er</sup> juin 1988 d'assumer la responsabilité additionnelle de directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord. Il a succédé à l'honorable Mitchell Sharp, qui occupait le poste depuis la création de l'Administration, il y a un peu plus de dix ans. (Le 18 octobre 1989, le Premier ministre a annoncé que M. Shanon avait été nommé ambassadeur du Canada à Genève aux négociations commerciales multilatérales et négociateur en chef, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1990. Il a également été annoncé que Donald W. Campbell, sous-ministre adjoint de la direction des États-Unis aux Affaires extérieures, succéderait immédiatement à M. Shanon à titre de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire associé aux Affaires extérieures. Le 1<sup>er</sup> décembre 1989, par décret, M. Campbell a été nommé directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, en remplacement de M. Shanon.)

Après le remplacement de l'administration Reagan par celle du président George Bush au début de 1989, M. Garrish a terminé son mandat d'inspecteur fédéral. À la fin de l'exercice 1988-1989, le président Bush n'avait encore nommé aucun successeur; B. Melvin Hurwitz, qui était l'adjoint de M. Garrish, assume les fonctions d'inspecteur fédéral dans l'interim. Durant l'année l'OFI a notamment participé à la préparation par le Bureau of Land Management de la Final Environmental Impact Statement relativement au Trans-Alaska Gas System proposé, dont il a été question plus tôt. Dans le rapport qu'il a présenté au Congrès en octobre 1988, M. Garrish a signalé que l'OFI avait également travaillé en étroite collaboration avec le Bureau à la préparation de l'octroi d'un droit de passage au TAGS, de façon qu'il tienne compte des responsabilités de l'inspecteur fédéral en vertu du Reorganization Plan no. 1 de 1979, au chapitre de l'application de toutes les lois fédérales qui interviennent d'une quelconque façon dans la préconstruction, la construction et l'exploitation initiale de l'ANGTS.

en septembre 1989, l'autorisation de faire passer son taux d'amortissement pour les deux embranchements de 4 à 2 p. 100 par année, ce qui aurait pour effet de réduire les frais de service liés au réseau et d'accroître les revenus nets des producteurs de gaz canadiens.)

Au cours de l'exercice, l'Office national de l'énergie a été saisi d'un différend opposant la Foothills et la Northern Canadian Oil Ltd. (NCO), lequel a soulevé des questions très vastes liées aux droits des éventuels expéditeurs de faire transporter leur gaz par les gazoducs actuels. En avril 1988, la NCO a demandé à la Foothills de transporter jusqu'à 1,4 million de mètres cubes (50 millions de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour par l'embranchement est du gazoduc pour une période initiale de deux ans. La Foothills a prétendu qu'elle ne pouvait fournir le service ferme demandé. La TransCanada Pipelines Ltd. (TCPL) l'avait avisée en effet qu'elle entendait exercer son option en vertu d'une convention de services signée en 1980, c'est-à-dire demander un service ferme pour transporter 2,8 millions de mètres cubes (100 millions de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour par le réseau, ce qui aurait pour effet d'utiliser pleinement toute la capacité excédentaire disponible.

En août 1988, la NCO a présenté à l'Office une demande dans laquelle elle conteste la position de la Foothills. (Après la tenue d'audiences à Calgary et à Ottawa en février 1989, l'Office a rendu en avril une ordonnance exigeant que, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1989, la Foothills accepte de transporter le gaz que la NCO veut acheminer par l'embranchement est. Dans ses motifs de décision publiés en mai 1989, l'Office a dit ce qu'il a décrit comme une série de «principes directeurs» dont la Foothills devrait tenir compte lorsqu'elle établit les critères d'accès à la capacité de transport courante du gazoduc et les modalités qui devraient régir la création de files d'attente dans le contexte de la capacité actuelle du gazoduc ou d'une capacité accrue du réseau. L'Office a également conclu que, avec l'addition de la station de compression 393 à Val-Marie (Saskatchewan), conçue afin de fournir un service de sécurité sur l'embranchement est, la Foothills a la capacité de fournir le service demandé par la NCO et la TransCanada.)

## Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc

Le rythme des activités de l'Administration du pipeline du Nord et de son pendant américain, l'Office of the Federal Inspector, s'est considérablement accéléré durant l'exercice par suite des plans mis de l'avant par

avaient été arrêtées avec la United. Contrairement au protocole d'entente antérieur, il a été dévoilé que les 12,25 p. 100 que possédait la United dans la Northern Border seraient repris par la Enron Corp. de Houston (Texas). Il a également été précisé que les conditions du règlement pourraient être touchées par la faillite possible de la United. Le règlement dépend également de l'approbation de l'Office et de la FERC.)

## Augmentation des exportations de gaz canadien par le gazoduc et octroi de possibilités d'accès à un nouvel expéditeur

Comme on le mentionne dans le rapport annuel précédent de l'Administration, l'Office national de l'énergie a essentiellement accepté, en juillet 1988, une demande de la Pan-Alberta de prolonger sa licence actuelle et de l'autoriser à exporter du gaz par l'embranchement ouest vers la Californie du Sud de 1996 à 2012, et de faire passer le volume d'exportation maximum de 45,6 milliards de mètres cubes (1,6 billion de pi<sup>3</sup>) à 73,6 milliards de mètres cubes (2,6 billion de pi<sup>3</sup>). Plutôt que de prolonger la licence actuelle (GL 96), l'Office a décidé qu'il était préférable de l'annuler en octobre 1988 et d'en émettre une nouvelle (GL 106) de 24 ans (soit jusqu'en 2012) qui autoriserait finalement l'exportation de 59,7 milliards de mètres cubes (2,1 billion de pi<sup>3</sup>) de gaz à la SoCal. La capacité de la Pan-Alberta de tirer pleinement avantage de l'autorisation fédérale a toutefois été mise en doute par la suite, lorsque la Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta a délivré un permis n'autorisant l'extraction du gaz nécessaire pour respecter le contrat que jusqu'en 2003. Toutefois, la Pan-Alberta a affirmé qu'elle le respecterait jusqu'au bout même si elle devait pour cela acheter du gaz d'autres sources.

En plus de cette licence, l'Office a également approuvé une demande de la Pan-Alberta de prolonger sa licence (GL 97) de cinq ans afin d'exporter du gaz canadien par l'embranchement est d'octobre 1996 à octobre 2001. Aucun changement n'a été apporté quant au volume global de gaz qui peut être exporté — 83 milliards de mètres cubes (2,9 billions de pi<sup>3</sup>). De cette quantité, il faut soustraire tous volumes exportés en vertu de deux licences précédentes, donnant un volume net de 75,3 milliards de mètres cubes (2,7 billions de pi<sup>3</sup>).

(Par suite de la prolongation de la période autorisée d'exportation par le gazoduc et, dans le cas de l'embranchement ouest, de l'augmentation du volume global d'exportation, la Foothills a demandé à l'Office,



## Différend entre la Pan-Alberta et la United

La construction de l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska, au Canada et aux États-Unis, qui a été terminée en 1982, se fondait sur l'engagement de trois grands expéditeurs américains d'acheter jusqu'à 22,7 millions de mètres cubes (800 millions pi<sup>3</sup>) par jour de gaz canadien de la Pan-Alberta Gas Ltd. de Calgary (Alberta), la United Gas Pipe Line Co. en prenant plus de la moitié, soit 12,74 millions de mètres cubes (450 millions de pi<sup>3</sup>) par jour.

Quelques mois après que le gaz eut commencé à circuler, les trois expéditeurs américains ont éprouvé des difficultés à respecter leurs obligations contractuelles à cause d'un resserrement draconien des conditions du marché découlant de la récession économique et de la chute de la demande qui résultait des efforts d'économie d'énergie. Face à ces nouvelles conditions, la Pan-Alberta a négocié plusieurs changements afin de réduire les obligations contractuelles des expéditeurs américains.

Une longue période de différends opposant la Pan-Alberta et la United a commencé au milieu des années 80. Elle fut marquée entre autres par l'incapacité de la United de respecter ses obligations contractuelles minimales et ponctuées par l'invocation répétée de raisons de force majeure, d'appels auprès de la FERC pour la dégarer de ces obligations, de poursuites intentées par la Pan-Alberta afin de soumettre les questions litigieuses à un tribunal international et, enfin, d'un règlement négocié de deux ans conclu le 1<sup>er</sup> juillet 1987, qui a reçu l'aval de la FERC. En mars 1989, la United a présenté une autre requête à la Commission dans laquelle elle lui demande de rendre une ordonnance déclaratoire la relevant de toute autre obligation contractuelle après l'expiration du règlement, le 30 juin 1989.

Le 6 juin 1989, la Pan-Alberta a annoncé qu'elle avait négocié un règlement selon lequel elle assumerait tous les droits et obligations de la United inscrits dans son contrat d'achat. La United acceptait de conclure une entente provisoire de deux ans selon laquelle elle transporterait le gaz au nom de la Pan-Alberta par son propre réseau. Par l'intermédiaire d'une filiale américaine, la Pan-Alberta achèterait également 12,25 p. 100 des parts de la United dans la Northern Border Pipe Line Co. La Pan-Alberta s'est dite confiante que, grâce à cette transaction, elle pourrait livrer à ses clients 12,74 millions de mètres cubes (450 millions de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour. À la fin d'octobre, la Pan-Alberta a annoncé que les dernières modalités du règlement

Jusqu'à ce que le consortium Esso-Gulf-Shell présente sa demande d'exportation, on présuait en général que le gaz de la baie Prudhoe, située sur la côte Arctique de l'Alaska, serait d'abord transporté vers les marchés par le gazoduc de la route de l'Alaska, et que le gaz de l'Arctique canadien suivrait quelque temps après par l'embranchement Dempster, à partir du delta du Mackenzie.

Face à la possibilité que le gaz du delta canadien puisse être soit commercialisé avant celui de la baie Prudhoe, la Foothills a déposé une autre option. La compagnie a annoncé en effet qu'elle demanderait à l'Office national de l'énergie l'autorisation de construire un pipe-line de 2 317 km (1 430 miles) à partir de la région du delta qui suivrait la vallée du Mackenzie pour aboutir à Boundary Lake, près de la frontière qui sépare la Colombie-Britannique et l'Alberta. Pour acheminer le gaz vers le sud à partir de ce point, la Foothills a proposé de demander à l'Administration du pipe-line du Nord la permission de construire environ 659 km (407 miles) de la conduite principale prévue de la route de l'Alaska de Boundary Lake jusqu'à Caroline (Alberta), là où commencent les embranchements est et ouest. Initialement, l'extension de la conduite principale aurait la capacité d'acheminer 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour si l'on augmente le taux de compression à environ 65 millions de mètres cubes (2,3 milliards de pi<sup>3</sup>) par jour. La Foothills a présenté officiellement sa demande à l'Office à la fin d'octobre 1989 en ce qui a trait à la conduite de la vallée du Mackenzie, et a informé l'Administration du pipe-line du Nord qu'elle lui demanderait l'autorisation d'allonger le gazoduc à partir de Caroline (Alberta) jusqu'à un point situé près de Boundary Lake.)

Pour leur part, les propriétaires des réserves de gaz du delta du Mackenzie n'ont pas encore décidé qui transporterait le gaz vers les marchés du sud. Ils ont laissé entendre qu'un réseau de livraison suivant la route proposée de l'embranchement Dempster ou la direction sud le long de la vallée du Mackenzie pourrait être faisable. Les compagnies ont déclaré qu'elles «seraient prêtes à négocier un service de transport avec n'importe quelle partie de bonne foi». De même, elles ont indiqué qu'elles seraient prêtes à jouer un rôle de premier plan dans l'élaboration d'un nouveau réseau de transport vers le sud «si une compagnie indépendante est incapable d'offrir un service de transport satisfaisant et concurrentiel en temps opportun». On prévoyait, en général, qu'au moins une ou deux compagnies présenteraient des demandes à l'Office national de l'énergie afin de concurrencer la Foothills.

Au Canada, la Foothills a indiqué son intention de demander l'autorisation d'accroître la capacité de l'embranchement ouest au nord de la frontière afin de faire face au volume additionnel d'exportations de gaz demandées par la PGT et la PG&E, mais, à la fin de l'exercice, elle n'avait encore présenté aucune demande en ce sens. À l'heure actuelle, le réseau de la Foothills sur l'embranchement ouest compte sept mail-les raccordées au gazoduc de l'Alberta Natural Gas au sud de la Colombie-Britannique et à celui de la Nova en Alberta.

## Transport en vue de commercialiser le gaz cana- dien à partir de la région du delta du Mackenzie

En septembre 1988, Esso Ressources Canada Ltée et Shell Canada Ltée ont demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exporter vers les marchés américains les réserves de gaz canadien situées dans le delta du Mackenzie. En février 1989, Ressources Gulf Canada Ltée s'associait aux deux autres compa- gnies. Les trois proposaient d'exporter au total 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi<sup>3</sup>) de gaz vers les États-Unis sur une période de 20 ans, à comp- ter de 1996. Au printemps 1989, l'Office national de l'énergie a tenu à Ottawa et à Inuvik (Territoires du Nord-Ouest) des audiences sur les demandes faites. (En octobre 1989, l'Office a approuvé les exportations de gaz proposées à certaines conditions, sous réserve de l'assentiment du gouverneur en conseil.)

À la mi-mars 1989, la Foothills a annoncé son inten- tion de demander l'autorisation de construire les instal- lations nécessaires pour transporter le gaz du delta du Mackenzie vers les marchés au cas où la proposition du consortium Esso-Gulf-Shell recevrait l'approbation réglementaire et l'appui financier qui lui permettrait de fonctionner avant que le gaz de l'Alaska ne com- mence à être acheminé vers le sud.

Lorsque, à l'origine, le gouvernement fédéral a approuvé en 1977 la construction du gazoduc de la route de l'Alaska, il a aussi adopté la recommandation de l'Office national de l'énergie voulant que la Foothills soit priée de demander l'autorisation de construire le soi-disant embranchement Dempster afin de transpor- ter 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour du delta du Mackenzie et de le raccorder à la canalisation principale à Whitehorse (Territoire du Yukon). Pareil projet impliquerait environ 1 200 km (740 milles) de tuyau de 872 mm (34 pouces).

installations d'Empress et de la recompresser ensuite à environ 6 900 kPa. En apportant des modifications relativement mineures au réseau situé en Saskatche- wan, la Foothills pourrait accroître la capacité de l'embranchement est d'environ 7,79 millions de mètres cubes (275 millions de pi<sup>3</sup>) par jour, faisant ainsi passer sa capacité maximale à près de 38,2 millions de mètre cubes (1,35 milliard de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour.

(Dans les motifs de décision produits en juin 1989, l'Office national de l'énergie a approuvé les nouvelles installations de décompression et recompression à Empress (Alberta) réclamées par la Foothills. Dans un communiqué ultérieur, la compagnie a annoncé son intention de présenter à l'automne 1989 une demande d'autorisation à construire de nouvelles installations afin de porter la capacité de la conduite actuelle à un niveau maximum de 51 millions de mètres cubes (1,8 milliard de pi<sup>3</sup>) par jour sans doublement.)

## Embranchement ouest

En décembre 1988, la Pacific Gas Transmission (PGT) qui, de concert avec la Pacific Gas and Electric (PG&E), a été nommée en 1977 par le président Jimmy Carter pour construire et exploiter l'embranche- ment ouest de l'ANGTS aux États-Unis, a présenté à la FERC une demande l'autorisant à accroître la capacité de son réseau d'environ 21,2 millions de mètres cubes (750 millions pi<sup>3</sup>) par jour, afin de porter la capacité globale à quelque 28,3 millions de mètres cubes (1 mil- liard de pi<sup>3</sup>) par jour. (En octobre 1989, la Pacific Gas Transmission a présenté une modification à sa demande dans laquelle elle propose d'accroître la capacité moyenne de la conduite d'un autre 4,2 mil- lions de mètres cubes — 150 millions pi<sup>3</sup>) par jour. Dans sa demande, la PGT déclare que l'expansion proposée «complèterait l'embranchement ouest» de l'ANGTS, aux États-Unis, et que ses clients «auront accès au gaz de l'Alaska». Dans la demande, on par- tait de l'hypothèse que, initialement, la capacité accrue permettrait d'importer plus de gaz canadien aux États-Unis. Dans le rapport qu'il a présenté au Congrès en février 1989, M. Garrish, inspecteur fédé- ral, signale que, comme dans le cas de la demande de la Northern Border, la PGT avait demandé à la FERC d'élargir son réseau en vertu des dispositions de la U.S. Natural Gas Act, plutôt qu'en vertu de celles de la Alaska Natural Gas Transportation Act. Plusieurs con- currents sont en lice pour alimenter en gaz le marché de la côte ouest.



'embranchement est, laquelle exigeait l'allongement du pipe-line de Ventura à Dwight (Illinois), à environ 90 milles au nord de Tuscola.

Dans le rapport qu'il a présenté au Congrès américain le 3 octobre 1988, Theodore J. Garrish, inspecteur fédéral à l'époque, a fait observer que la Northern Border «n'a pas demandé que sa demande soit traitée en vertu des dispositions de la Alaska Natural Gas Transportation Act». Il a indiqué que la compagnie «avait précisé que cette expansion/extension ne serait pas une deuxième étape de l'ANGTS parce qu'elle ne doit pas servir à transporter le gaz de l'Alaska, qu'elle est parrainée par des compagnies différentes et qu'elle ne correspond pas aux devis ni aux lieux proposés de la deuxième étape de l'ANGTS».

En janvier 1989, la Northern Border a demandé à la FERC l'autorisation d'ajouter une autre station de compression à son réseau afin d'accroître sa capacité, initialement pour lui permettre de transporter 2,83 autres millions de mètres cubes (100 millions de pi<sup>3</sup>) de gaz canadien par jour. En avril 1989, la compagnie a modifié sa demande afin d'augmenter sa capacité de transport de 4,25 millions de mètres cubes (150 millions de pi<sup>3</sup>) par jour.

Bien que la Northern Border ait indiqué qu'elle entendait présenter à la FERC une demande d'expansion et de prolongement de sa conduite, en l'accomplissant des marchés d'achat de gaz, elle n'avait encore rien fait en ce sens à la fin de l'exercice. Pour sa part, toutefois, la Foothills Pipe Lines a présenté deux demandes aux autorités de réglementation canadiennes en vue d'accroître la fiabilité et la capacité de l'embranchement est au Canada.

En octobre 1988, la Foothills a présenté une demande à l'Office national de l'énergie en vertu du paragraphe 49(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie afin d'obtenir l'examen accéléré de sa demande de construction d'une nouvelle station de compression, numéro 393, près de Val-Marie (Saskatchewan). Comme l'embranchement est au Canada était alors exploité tout près de sa capacité, soit d'environ 28,3 millions de mètres cubes (1 milliard de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour, la compagnie a décidé qu'il fallait installer un compresseur de sécurité afin de compter sur un réseau fiable qui puisse continuer de fonctionner au maximum lorsque d'autres compresseurs sont hors de service à des fins de réparation ou d'entretien. La Foothills a tiré cette conclusion après avoir été forcée l'être précédemment de fermer le compresseur de la station 392, située près de Piapot (Saskatchewan), et de réduire considérablement les expéditions de gaz pen-

dant 25 jours afin d'effectuer des réparations d'urgence.

Toutefois, après que la demande fut déposée auprès de l'Office, le ministère de la Justice a conclu qu'elle tombait sous le coup de la Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord et que, à ce titre, elle relevait principalement de l'Administration du pipe-line du Nord (bien que la Foothills soit toujours tenue de se conformer à certaines dispositions de la Loi sur l'Office national de l'énergie). En décembre 1988, le gouverneur en conseil a nommé Kenneth W. Vollman membre temporaire de l'Office national de l'énergie chargé d'assumer, en vertu de la Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord, les fonctions de directeur et de fonctionnaire désigné afin d'étudier la demande de la Foothills.\* En février, M. Vollman a approuvé une annexe au rapport de conception du réseau prévoyant l'installation d'un compresseur à la station 393 en Saskatchewan, ce qui, de fait, constituait une approbation de principe. Par la suite, la compagnie a présenté d'autres demandes conformément aux exigences respectives de l'Administration du pipe-line du Nord et de l'Office national de l'énergie.

Au cours de l'exercice, la Foothills a également élaboré des plans d'expansion considérable de la capacité de l'embranchement est grâce à l'élimination des restrictions imposées par la nature de ses activités en Alberta. Le projet s'est traduit par une demande faite auprès de l'Office national de l'énergie afin d'obtenir l'autorisation de construire des installations près d'Empress (Alberta) juste à l'ouest de la frontière de la Saskatchewan, ce qui permettrait d'accroître la capacité de l'embranchement est en Alberta. Le ministère de la Justice a conclu que les installations proposées étaient de la compétence de l'Office national de l'énergie parce qu'elles ne feraient pas partie du gazoduc de la route de l'Alaska une fois que le gaz de la baie Prudhoe commencerait à circuler dans le réseau.)

La restriction de la capacité de l'embranchement est en Alberta découle de l'intégration du pipe-line de la Foothills et de la conduite parallèle exploitée par la Nova Corporation. À cause de cette intégration, la Foothills a dû réduire sa pression d'exploitation autorisée de 8 690 kilopascals (kPa) en l'allignant sur celle du réseau de la Nova. Avant d'entrer à l'usine d'Empress pour l'extraction des liquides, la pression du gaz passant par la conduite de la Foothills devait être réduite à environ 4 000 kPa. Les nouvelles installations proposées par la compagnie permettraient de décompresser le gaz juste avant son entrée dans les

\* Initialement, M. Vollman a été chargé de remplir les fonctions de directeur et de fonctionnaire désigné jusqu'en septembre 1989. Son mandat a été renouvelé pour une période de trois ans.

# Exploitation du gazoduc et élaboration d'importants plans d'expansion

de gaz canadien a fait que les quantités transportées ont presque atteint la capacité maximale de l'embranchement est. C'est cette augmentation de la demande réelle et potentielle qui a entraîné l'élaboration de plans d'expansion à court et à long terme en vue d'accroître considérablement la capacité de transport des embranchements est et ouest des deux côtés de la frontière et d'ajouter une conduite principale de plus de 650 km (400 milles) entre le point de bifurcation situé à Caroline (Alberta) et Boundary Lake, dans le nord de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Voici d'ailleurs une brève description de ces plans, dont certains ont déjà été approuvés par les autorités de réglementation canadiennes.

## Embranchement est

Dans le rapport annuel précédent de l'Administration, on signalait que, en novembre 1987, la Northern Border Pipeline Ltd., qui représente l'embranchement est du réseau aux États-Unis, a demandé à la FERC l'autorisation d'accroître considérablement la capacité de transport de la conduite et de la prolonger de quelque 600 km (370 milles) à partir de son point d'aboutissement actuel situé à Ventura (Iowa) en direction sud-est vers Tuscola (Illinois). La Northern Border a proposé d'augmenter la capacité de son réseau de la frontière canadienne à Ventura d'environ 28,10 millions de mètres cubes (992 millions de pi<sup>3</sup>) de gaz par jour et d'offrir par le prolongement vers Tuscola une capacité d'environ 31,16 millions de mètres cubes (1,1 milliard de pi<sup>3</sup>) par jour. L'extension proposée diffère de celle proposée à l'origine dans la deuxième étape de

En 1980, les gouvernements canadien et américain ont approuvé la construction d'une partie considérable des embranchements sud du gazoduc de la route de l'Alaska dans le but premier d'exporter vers les marchés situés au sud de la frontière ce qu'on estimait alors être un excédent relativement restreint et temporaire de gaz canadien. La construction des embranchements est et ouest à partir de Caroline, à 105 km (63 milles) au nord de Calgary (Alberta) vers les marchés de la Californie du Sud et du Mid-West devait faciliter la construction prévue de la deuxième étape de la canalisation principale à partir de la baie Prudhoe, laquelle ne devait pas manquer de suivre peu après l'achèvement des embranchements sud.

## Le gazoduc

Les embranchements est et ouest, c'est-à-dire 2 992 km (1 858 milles) de pipeline au Canada et aux États-Unis, représentent plus du tiers du réseau principal (environ 7 720 km (4 790 milles)). Leur construction a été terminée en 1982, année où la deuxième étape des travaux a été suspendue indéfiniment en raison de la dure récession économique qui frappait le sud de la frontière et de la dépression des marchés du gaz. Même si ce réseau avait une capacité de quelque 32 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pi<sup>3</sup>) de gaz albertain par jour, l'effondrement du marché au sud de la frontière a fait que les deux embranchements ont été d'abord exploités bien en deçà des niveaux maximums établis par contrat. Bien que le volume de gaz acheminé par l'embranchement ouest ait rapidement atteint 100 p. 100 du coefficient de charge, ce n'est que ces dernières années que la demande croissante

Malgré la nouvelle vigueur du marché américain du gaz naturel et la réduction considérable du coût estimé d'achèvement de la deuxième étape du gazoduc de la route de l'Alaska (décrite dans le rapport annuel de l'exercice précédent de l'Administration du pipeline du Nord), les plans d'expansion du tronçon nord pour atteindre les réserves de la baie Prudhoe demeurent en suspens.

Dans l'intervalle, la demande de la Yukon Pacific Corporation pour obtenir l'autorisation d'exporter du gaz naturel liquéfié à partir du versant nord de l'Alaska vers le Japon et d'autres pays du Pacifique continue de suivre la filière réglementaire aux États-Unis. Comme il est mentionné dans le dernier rapport annuel, le président Ronald Reagan a émis, en janvier 1988, une recommandation qui lève de fait un obstacle juridique aux exportations outre-mer du gaz du versant nord par le Trans-Alaska Gas System (TAGS) proposé. Ceci implique fondamentalement la construction d'un pipeline jusqu'à Valdez, situé sur le versant sud de l'Alaska, où le gaz serait liquéfié et transporté par navires-citernes vers l'Extrême-Orient. L'approbation du Président a été donnée malgré l'opposition manifestée par le gouvernement canadien, lequel faisait valoir que les approvisionnements établis de la baie Prudhoe devraient être réservés parce qu'ils constituaient la base essentielle du projet conjoint de gazoduc convenu entre les deux gouvernements en septembre 1977. Dans sa recommandation, toutefois, le président Reagan a affirmé que la suppression de l'obstacle juridique à l'exportation outre-mer du gaz du

versant nord ne diminuait en rien l'engagement des États-Unis envers ce que l'on appelle au sud de la frontière l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). Toujours dans sa recommandation, le Président réaffirme l'engagement de l'administration américaine envers le traitement réglementaire particulier du gazoduc convenu antérieurement.

Même avant que le Président n'émette cette recommandation, la Yukon Pacific a fait une demande de permis à l'Economic Regulatory Administration (ERA) pour exporter du gaz du versant nord vers le Japon, la Corée du Sud et Taïwan, ainsi qu'à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) pour obtenir l'autorisation d'utiliser la baie Anderson au port de Valdez comme point d'exportation. Le 24 janvier 1989, l'ERA a tenu une conférence d'une journée à Anchorage (Alaska) pour permettre à toutes les parties intéressées de dire si, selon elles, il était dans l'intérêt des États-Unis d'exporter le gaz du versant nord. (En novembre 1988, le ministère américain de l'Énergie a rendu une décision qui, conditionnellement, approuve l'exportation sur 25 ans de gaz liquéfié obtenu du versant nord de l'Alaska, jusqu'à concurrence de 14 millions de tonnes par année.)

Pour de plus amples renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur son tracé, ainsi que sur le rôle de l'Administration du pipeline du Nord, prière de consulter les rapports annuels de 1978-1979 à 1984-1985.



# Gazoduc de la route de l'Alaska : situation générale

du marché américain — en particulier, pour le gaz canadien — au cours des dernières années.

En 1988, la consommation américaine a augmenté de 5 p. 100 par rapport à 1987 et de 11 p. 100 par rapport à 1986, pour atteindre un total d'environ 522,8 milliards de mètres cubes (18,5 billions de p<sup>3</sup>). Bien que ce niveau soit encore en deçà des sommets enregistrés à la fin des années 60 et au début des années 70 alors qu'il se situait à quelque 621 milliards de mètres cubes (22 billions de p<sup>3</sup>), il constitue une augmentation importante par rapport à 1983, la pire année de la présente décennie, où il s'établissait à 474,8 milliards de mètres cubes (16,8 billions de p<sup>3</sup>).

La demande ne cessant de croître et le volume du gaz livrable à partir des réserves des 48 États du sud ne cessant de diminuer, l'American Gas Association a estimé que la soi-disant «bulle» américaine d'approvisionnement en gaz est passée d'un maximum de 130 milliards de mètres cubes (4,6 billions de p<sup>3</sup>) en 1983 à environ 24 milliards de mètres cubes (850 milliards de p<sup>3</sup>) vers la fin de la décennie. L'organisme américain a prévu que l'excédent serait presque éliminé d'ici 1990, lorsque «l'offre et la demande s'équilibreront».

En 1988, l'augmentation de 5 p. 100 de la consommation américaine globale de gaz a été proportionnellement dépassée, et de loin, par les exportations de gaz canadien au sud de la frontière. Les ventes globales de gaz canadien aux États-Unis ont atteint un record de près de 36,7 milliards de mètres cubes (1,3 billion de p<sup>3</sup>), ce qui représente une augmentation de 28 p. 100 par rapport au niveau de 1987 et de 71,5 p. 100 par rapport à celui de 1986. La part canadienne du marché américain atteint donc près de 7 p. 100, alors qu'elle tournait habituellement autour de 5 p. 100.

Constatant la forte augmentation que continue de connaître la demande en gaz naturel aux États-Unis, les promoteurs canadiens et américains du gazoduc de la route de l'Alaska ont mis de l'avant en 1988-1989 des propositions visant à accroître considérablement la capacité des embranchements est et ouest pour achever plus de gaz canadien vers les marchés américains.

Bien que les plans de construction de la deuxième étape du projet, en vue d'acheminer les réserves de la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, vers les 48 États du sud soient toujours au point mort, trois propriétaires de réserves situées dans la région du delta du Mackenzie — Esso, Gulf et Shell — ont demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exporter sur vingt ans, à compter de 1996, 260 milliards de mètres cubes de gaz (9,2 billions de p<sup>3</sup>) vers les marchés américains.

Les plans élaborés par la Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur canadien du projet de la route de l'Alaska, en vue d'acheminer le gaz de l'Arctique vers le sud par le gazoduc de la route de l'Alaska le long de la vallée du Mackenzie, pourraient avoir, s'ils sont approuvés, d'importantes répercussions sur l'expansion du réseau canadien.\* Tout indique, cependant, que des concurrents de la Foothills présenteront également des propositions.

Tous ces projets de pipe-lines, nouveaux ou élargis, qui seraient raccordés au gazoduc de la route de l'Alaska (dont nous ferons état plus en détail dans la partie suivante) témoignent du raffermissement continu

\* Nouvelle raison sociale, depuis le 26 juillet 1989 du promoteur canadien, qui s'appelait auparavant Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.





## Table des matières

Page	
1	Gazoduc de la route de l'Alaska : Situation générale
3	Exploitation du gazoduc et élaboration d'importants plans d'expansion
3	Le gazoduc
3	Embranchement est
5	Embranchement ouest
5	Transport en vue de commercialiser le gaz canadien à partir de la région du delta du Mackenzie
5	Différend entre la Pan-Alberta et la United
6	Augmentation des exportations de gaz canadien par le gazoduc et octroi des possibilités d'accès à un nouvel expéditeur
7	Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc
7	sables du gazoduc
9	<b>Finances, personnel et langues officielles</b>
9	Finances et personnel
9	Plan des langues officielles
11	Rapport du Vérificateur général du Canada

**Ottawa – Siège social**  
M. Donald W. Campbell, directeur général  
Edifice Lester B. Pearson  
125, promenade Sussex  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0G2



Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1989

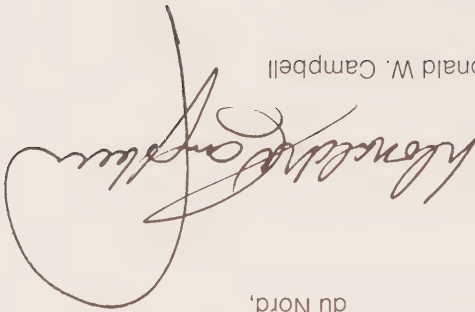
Monsieur le Ministre,

Je vous soumetts ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1989, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 14 de la Loi sur le pipe-line du Nord. Durant les deux premiers mois de l'exercice, l'honorable Mitchell Sharp a continué de diriger l'Administration. Par la suite, Gerald E. Shannon a assumé les fonctions de directeur général jusqu'à ce que je lui succède, soit le 1<sup>er</sup> décembre 1989. Durant la préparation du présent rapport, j'ai pu compter sur la précieuse collaboration de mes deux prédécesseurs.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Le directeur général de  
l'Administration du pipe-line  
du Nord,

Donald W. Campbell



L'honorable Donald Mazankowski, C.P., député  
Vice-premier ministre  
Président du Conseil privé et  
ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord  
Chambre des communes  
Ottawa (Ontario)



© Ministère des Approvisionnements et Services 1989

N° de cat. c88-1 / 1989

ISBN 0-662-55616-X

# **RAPPORT ANNUEL**

## **1988-1989**



RAPPORT ANNUEL  
1988-1989

**ADMINISTRATION  
DU PIPE-LINE  
DU NORD**







JUL 5 1990



